

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа	Природных ресурсов
Отделение	Нефтегазовое дело
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ
ОБРАБОТОК СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

УДК 622.276.63(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Соланг Орион		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульников Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа	Природных ресурсов
Отделение	Нефтегазовое дело
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Соланг Орион

Тема работы:

Технологические особенности проведения кислотных обработок скважин на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождениям «Х» и «У»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о У месторождении и Х месторождении 2. Факторы, влияющие на снижение продуктивности скважин. Виды кислотных обработок 3. Рассмотрены техники и технологии, необходимые для применения метода кислотных обработок. 4. Анализ эффективности проведения кислотных обработок на У и Х месторождении 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность при использовании метода кислотной обработки.

	7. Заключение.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н. Цибулькикова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Немцова Ольга Александровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Краткие геологические характеристики месторождений	
Состояния разработки месторождений	
Проектирование и применение кислотных обработок	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Соланг Орион		18.02.2018

Введение

Введение.....	6
1. Общие сведения о месторождении.....	7
1.1. Общие сведения о X месторождении	7
1.1.1.Геологическая характеристика.....	9
1.1.2.Физико-химические свойства жидкости	16
1.2. Общие сведения о Y месторождении	17
1.2.1.Геологическая характеристика.....	18
1.2.2.Физико-химические свойства нефти и воды.....	22
2. Состояние разработки месторождения	25
2.1. X месторождение	25
2.2. Y месторождение	27
3. Проектирование кислотной обработки.....	29
3.1. Сущность процесса кислотных обработок призабойной зоны пласта	29
3.2. Кислотная обработка в карбонатных коллекторах	31
3.2.1.Технологии кислотных обработок в карбонатных коллекторах	33
3.3. Кислотная обработка в терригенных коллекторах.....	35
3.3.1.Технологии кислотных обработок в терригенных коллекторах.	39
3.4. Оборудование, применяемое при проведении кислотных обработок	44
3.5. Химические реагенты, применяемы при проведении кислотных обработок	47
3.6. Анализ эффективности проведения кислотных обработок на месторождениях в Западной Сибири.....	50

3.6.1.Применение кислотных обработок ПЗП на У нефтяном месторождении.....	50
3.6.2.Применение соляно-кислотных обработок на Х нефтяном месторождении.....	54
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	59
4.1. Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными	60
4.1.1.Затраты на проведения мероприятия.....	60
4.1.2.Расчет выручки от реализации	66
4.1.3.Расчет экономической эффективности.....	66
4.2. Ресурсосбережение и ресурсоэффективность	70
4.3. Вывод	70
5. Социальная ответственность.....	74
5.1. Производительная безопасность	74
5.1.1.Анализ вредных производственных факторов	76
5.1.2.Анализ опасных производственных факторов	78
5.2. Экологическая безопасность	81
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
Заключение	86

Введение

Эффективность разработки нефтяных месторождений Западной Сибири в значительной степени определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП) добывающих и нагнетательных скважин. В процессе разработки происходит ухудшение фильтрационных параметров и снижение проницаемости ПЗП. Это вызывается выпадением различных продуктов реакции после закачки химических реагентов. Для восстановления фильтрационных характеристик ПЗП в продуктивном пласте, применяются различными технологиями обработки, одной из них является кислотная обработка скважин. Кислотная обработка скважин является наиболее эффективным, широко применяемым и относительно недорогим методом увеличения продуктивности добывающих скважин или восстановления приемистости нагнетательных скважин.

Цель дипломной работы является изучением методом кислотной обработки на Y месторождении и X месторождении и анализом эффективности проведения данного метода.

Для достижения цели работы решены следующие задачи:

- Рассмотрены общие сведения о Y месторождении и X месторождении.
- Рассмотрено состояние разработки Y и X месторождения.
- Рассмотрены сущность процесса кислотных обработок, различные виды кислот и химических реагентов, применяемые в кислотных составах, оборудования для проведения кислотных работы, и технология проведения кислотных обработок скважин.
- Проведен анализ эффективности применения кислотных обработок на Y и X месторождении.

1. Общие сведения о месторождении

1.1. Общие сведения о X месторождении

В административном отношении X месторождения находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Оно находится на слаборасчлененной равнине, абсолютные отметки рельефа месторождения колеблются в пределах 36-46 м над уровнем моря.

X месторождение располагается в южной мерзлотной зоне, мерзлыми породами являются продолжение реликтовых толщ центральной зоны. Многолетнемерзлые породы в районе являются песчаными отложениями тавдинской и атлымской свит, их глубина залегания на водоразделах 110 – 140 м, толщина 20 – 60 м.

Сургутский район обладает резко континентальный климат. Средняя температура в Январе, минус 22° С, в отдельные дни температура понижается до минус 50° С. Снежный покров держится 200-220 дней. В лето средняя температура 17° С, максимальная температура может достигать 35° С.

X месторождение находится в поздней стадии разработки.

История освоения района

Правобережная часть Солкиной площади введена в разработку в 1972 г. На основании технологической схемы, составленной ВНИИнефть в 1969 г. Технологической схемой предусматривалось разбуривание пласта БС₁ по сетке 650x550 м при пятирядном размещении добывающих скважин и расстоянии от линий нагнетания до первых эксплуатационных рядов – 1000 м.

В 1978 г. СибНИИНП составлен уточненный проект разработки, в котором изменения системы воздействия на пласт БС₁ не предусматривалось, но для поддержания уровней отборов нефти и улучшения выработки запасов было

предложено пробурить 47 уплотняющих скважин на участках с разреженной сеткой в зоне стягивающих рядов (протокол (ЦКР МНП №590 от 17 мая 1978 г.).

Вовлечение в разработку пласта АС₈ предусмотрено [1] путем бурения самостоятельной сетки (500х500 м) скважин с размещением их по девятиточечной системе. В процессе оперативного пересчета запасов 1972 г. уточнена корреляция пласта АС₈, в результате которого нижней, более песчаной пачке, присвоен индекс АЦ₈², а верхней – АС₈¹.

Авторским надзором за 1980 год (протокол ЦКР МНП №924 от 9 Сентября 1981 г.) рекомендовано бурение 24 дополнительных скважин в водонефтяной зоне пласта БС₁ (23 – добывающих и 1 – нагнетательная).

С целью улучшения состояния разработки и достижения проектных параметров по пласту БС₁ авторским надзором в 1981 г. было предложено усилить систему воздействия путем организации очагов заводнения и бурения дополнительных скважин. Для этого добурить 164 скважины. Из них 145 добывающих и – 19 нагнетательных. А обводнившиеся более 98% скважины основного фонда перевести под закачку.

В дальнейшем для усиления системы воздействия на пласт БС₁ на основе первоочередных очаговых скважин сформированы поперечные разрезающие ряды, т.е. реализована блочно-квадратная система разработки с размерами блоков 4,6 х 2,6 км.

В 1984 году в связи с уточнением положения контура нефтеносности по пласту БС₁ предложено добурить еще 3 добывающие и 2 нагнетательные скважины в водонефтяной зоне первого блока (протокол ПО «Сургутнефтегаз», утверждения 12.12.1984).

Подсчет запасов нефти на месторождении производился в 1965 г. (протокол ГКЗ СССР №4628 от 23.06.65) в целом по месторождению.

В проектных работах (1969 – 1978 гг. технологические расчеты производились на основе оперативных подсчетов запасов, проведенных Главтюменнефтегазом и СибНИИНП по правобережной части.

В 1986 году на X месторождении практически завершено бурение проектного фонда скважин. Исходя из результатов эксплуатационного разбуривания, были уточнены параметры продуктивных пластов и площади нефтеносности.

По состоянию на 01.07.1986 СибНИИНП был выполнен пересчет балансовых запасов по пластам БС₁, АС₈, пластам ачимовской толщи и представлен на утверждение в ГКЗ СССР.

На основе представленного к утверждению пересчета запасов в 1986 г. СибНИИНП выполнены «Проект разработки Солкинской площади (правобережная часть)» и Дополнительная записка.

В настоящее время разработка правобережной части Солкинской площади осуществляется в соответствии с «Уточненным проектом разработки X месторождения», составленным ТО СургутНИПИнефть.

1.1.1. Геологическая характеристика

Стратиграфия

Стратиграфическое расчленение района проведено на основании «Региональных стратиграфических схем мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины».

Геологический разрез X месторождения представлен формациями двух структурных элементов: мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и палеозойского фундамента.

В левобережной части месторождения вскрыты доюрские отложения скважинами 61Р, 234, 540 и 1184 Усть-Балыкского месторождения, на толщину 28 м и представлены темно-зелеными серпентинитами, трещиноватыми с многочисленными зеркалами скольжения.

Породы осадочного чехла представляют собой ритмы песчано-глинистых отложений юрских, меловых, палеогенных и четвертичных систем.

Юрская система разделена на три подкомплекса:

- 1) Нижнеюрский нефтегазоносный подкомплекс (J_1 – НГП);
- 2) Среднеюрский нефтегазоносный подкомплекс (J_2 – НГП);
- 3) Верхнеюрский нефтегазоносный подкомплекс (J_3 – НГП);

Толщина системы 322 – 331 м.

Отложения нижнеюрского нефтегазоносного подкомплекса (J_1 – НГП) связаны с образованием сгоревшего пласта. Он представлен литологическими крупнозернистыми песчаниками, конгломератами, гравелитами с грудками аргиллитов и алевролитов. Мощность колеблется от 29 до 62 м. отложения среднеюрского нефтегазоносного подкомплекса (J_2 – НГП) представлены тюменской свитой, которая подразделяется на три подсвиты.

Васюганская, ге-оргеивская и Баженовская свита входят в отложения верхнеюрского отдела.

Васюганская свита представлена аргиллитами темно-серыми до черных, местами битуминозными, с прослоями серого алевролита и прослоями песчаника. Толщина свиты составляет 30 – 80 м.

Георгиевская свита представлена слабобитуминозными аргиллитами с зернами глауконита. Толщина свиты составляет 1 – 6 м.

Баженовская свита состоит из почти черных гидрометовых битуминозных плитчатых аргиллитов с включениями конкреций фосфоритов. Породы баженовской свиты - один из выдержанных литологических и стратиграфических реперов. Толщина свиты составляет 20-35 м.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами. В нижнем отделе находятся отложения сортымской, усть-балынской, сангопайской, алымской и нижней части покурской свит.

Сортымская свита залегает на породах баженовской свиты и представлена песчаниками и алевролитами, которые группируются в крупные пачки и толщи. В нижней части сортымской свиты выделена ачимовская толща, представленная чередованием песчаников и алевролитов серых, мелкозернистых, аркозовых с аргиллитами темно-серыми алевролитистыми. Толщина ачимовской толщи 90 – 95 м. К ней приурочены песчаные пласты

ачимовской толщи, из которых продуктивны Ач-1 (БС₁₆), Ач-2(БС₁₇) и Ач-3(БС₁₉, БС₂₀).

Выше разрез представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Чеускинская пачка темно-серых аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников завершает разрез сортымской свиты. Толщина свиты составляет 270 – 290 м. приуроченные пласты БС₁₂ – БС₁₀.

Усть-Балыкская свита (K₁ ub) состоит из песчаников от серого до светло-серого, средне-тонкого, полимиктического, со значительным содержанием фрагментов эффузивных пород и, следовательно, во многих случаях имеет зеленоватый оттенок различной интенсивности. Свита подразделяется на двух подчиненных (нижних и верхних), отличающиеся друг от друга по своим литолого-фаціальными особенностями. В промежутке от основания кровли сармановской пачки до подошвы пимской пачки, которая находится в кровле свиты выделяется серия песчаных пластов.

Пачка 2 (пимская) залегает в кровле усть балыкской свиты и представлена песчаниками и алевролитами.

В кровле отдельных пластов (БС₁) иногда отмечаются небольшие прослои (до 5 см мощности) зеленоцветных комковатых глин.

Пимская пачка служит границей раздела пластов группы АС и БС. Ниже пимской пачки выделен продуктивный пласт БС₁. Толщина свиты 220 – 250 м.

Сангопайская свита завершает разрез неокома. Свита преставлена чередованием в сложном сочетании песчаников, глин сероцветных и блеклозеленоцветных. В середине – выделяется быстринская пачка, по которой условно проведена граница готерива и баррема. Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита состоит из двух пачек.

Тектоника

В тектоническом плане X месторождение представлено Солкинским и Западно-Любовским куполовидными поднятиями, которые окунтируются по отражающему горизонту Б сейсмоизгипсой – 2650 м. Общность этих структур подтверждается и характером строения месторождения: по основному

продуктивному пласту БС₁, нефтеносность распространяется на обе структуры без разрыва внешнего контура в седловине между ними.

Х поднятие, осложненное небольшими куполовидными поднятиями, представляет собой структуру III порядка, расположенного в юго-восточной части Пимского вала Сургутской свода. Западно-Любовское куполовидное поднятие выявлено северо-восточнее Х поднятия, в районе разведочной скважины 207. Размер этих поднятий по оконтуривающей изогипсе в пределах лицензионного участка составил 11,5 x 16,8 км.

Х и Западно-любовское поднятия являются структурами длительного развития и представляют собой тектонические структуры облекания. Важную роль при формировании структур наряду с главным тектоническим фактором играли процессы осадконакопления, которые обусловили выполаживание структурных форм от более древних к молодым отложениям, при унаследованном характере поднятий по всем горизонтам мезокайнозоя.

Характеристика продуктивных пластов

Пласт БС₁ характеризуется однородным строением и представлен монолитным песчаником в сводовых частях Солкинской и Западно-Любовской структур, на крыльях структур в подошвенной части пласта кроме монолитного тела выделяются маломощные пропластки с низкой проницаемостью. Особенностью строения пласта является то, что в свободных скважинах пласт имеет меньшие эффективные толщины, чем на крыльях структур, но в то же время прослой коллекторов более монолитны, особенно в кровле пласта.

Пласт БС₁ хорошо прослеживается по площади, общая толщина пласта меняется от 4,9 м до 17,8 м, эффективная – от 2,6 м до 12,6 м, минимальное значение эффективной нефтенасыщенной толщины 1,8 м выделено в скважине 1221. Толщина проницаемого прослоя в среднем равна 3,7 м, непроницаемого – 1,3 м. об однородном строении пласта свидетельствуют средние значения коэффициента песчанистости равное 0,8 и коэффициента расчлененности – 2, максимальное количество проницаемых пропластков 5 выделенно в скважинах 992, 1437, 33011.

При анализе геолого-геофизических разрезов скважин выделено четыре типа разреза:

- монолитный песчаник;
- монолитное песчаное тело с одним глинистым прослоем;
- монолитное песчаное тело с несколькими глинистыми просолями-расчлененный монолит;
- монолитное песчаное тело в сочетании с тонкослоистыми песчаниками, выделенными в подошвенной части пласта-монолит + чередование.

На основе выделенных типов разреза построена зональная карта их развития по площади. На 20,5% площади пласт представлен единым монолитным песчаным телом, на 11,9% - монолитным песчаником и песчаными пропластками в подошвенной части, на остальной площади единое монолитное тело расчленяется глинистыми пропластками локального распространения.

В скважинах, где выделяется глинистый раздел между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта, средняя толщина его составляет 1,1 м. толщина глинистого раздела более двух метров выделена в скважинах 651 (2,7 м), 995 (3,7 м) и 1090 (3,3 м). На основании этого можно сделать вывод, что нефтенасыщенный и водонасыщенный коллектор находятся в контакте.

Пласт АС₈ характеризуется резкой изменчивостью толщины по площади. Общая толщина колеблется от 10,8 м (скв. 204Р) до 41,6 м (скв. 1323), эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 25,4 м (скв. 723) при среднем значении 10,8 м. Среднее значение песчанистости 0,8. Пласт характеризуется повышенной расчлененностью со средним значением 6,2, при средней толщине проницаемых прослоев 1,7 м.

Коллектор пласта является литологически неоднородным, в результате чего наблюдается изменчивость фаций по разрезу и площади месторождения, что ведет к изменчивости характера насыщения. В разрезе пласта АС₈

выделяются верхняя и нижняя части по характеристикам песчанистости, проницаемости и насыщенности как пласты AC_8^1 и AC_8^2 , соответственно.

Пласт AC_8^2 представлен переслаиванием песчано-алевролитоглинистых пород. Наибольшие эффективные нефтенасыщенные толщины выделены на северо-восточном крыле Солкинской структуры, с максимальным значением 17,2 м в скважине 1047. В южном направлении песчанистость пласта уменьшается и эффективная толщина пласта составляет 1-2 м.

При среднем коэффициенте расчлененности равном 2,4, средняя толщина проницаемого прослоя составляет 3,2 м, непроницаемого прослоя составляет 3,2 м, непроницаемого – 2,5 м. Максимальное число проницаемых пропластков равное шести выделено в скважинах 1031, 1456, 1497. На большей площади расчлененность продуктивной части пласта не более двух.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определены по данным керн и геофизическим исследованиями: средние значения пористости имеют близкие значения 0,223 и 0,224, соответственно. Средние значения проницаемости по керну, по ГИС и ГДИ равны 0,304 мкм², 0,307 мкм² и 0,093 мкм², соответственно. Высокопроницаемые коллекторы при значениях $\alpha_{nc} > 0,8 - 1,0$, в основном развиты в северной части, в юго-восточном направлении проницаемость коллекторов уменьшается, что подтверждает строение пласта.

Залежь нефти пласта AC_8^2 приурочена к Ху поднятию, Западно-Любовском-коллектора водоносы. Скважины, пробуренные в пределах залежи, вскрыли либо нефтенасыщенный до подошвы, либо водонасыщенный с кровли пласт.

Залежь пласта AC_8^1 имеет уровень ВНК от 1903 м до 1918 м, повышаясь в юго-восточном направлении и принят на отметке – 1904,6 м.

Тип залежи представляет собой сводовый. Высота залежи – 32 м, размер – 12,5 x 8,4 км.

Толщина нефтенасыщенной части колеблется от 1,6 м до 9,4 м, в среднем составляет 5,6 м.

Нефтяные залежи пластов AC_8^1 и AC_8^2 разрабатывается, как единый объект в процессе разработки X месторождения. При построении трехмерной геологической модели рассматривается единая залежь.

Характеристика продуктивных пластов X месторождения представлена в Таблица 1.1

Таблица 1.1 – Характеристика продуктивных пластов X месторождения.

Наименование	Величина		
	AC_8	AC_8^1	BC_1
1	2	3	4
Средняя глубина залегания, м	2250	2210	2450
Тип залежи	Пластово-сводовая		
Система разработки	Площадная-девятиточечная		Блочно-квадратичная
Плотность сетки скважины, га/скв	25	25	42
Общая мощность, м	26,5	32,9	45,5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	14,4	23,5	36,6
Отметка ВНК, м	2118	2118	2676
Пористость, %	18,4	18,4	19,8
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,54	0,51	0,64
Проницаемость, мкм ²	0,58	0,12	0,94
Гидропроводность, д.см/сПз	42,8	42,8	110,2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,76	0,3	0,81
Показатель неоднородности	0,245	0,327	0,253
Пластовая температура, К	338	338	340
Начальное пластовое давление, Мпа	21,1	21,1	24,1

Нефтегазоносность

Нефтегазоносность X месторождения связана с пластом БС₁ Усть – Балыкской свиты и с пластом АС₈ Сангопайской свиты нижнемеловых отложений.

Пласт БС₁ является основным продуктивным пластом. В пласте БС₁ содержат 63,1% балансовых запасов нефти месторождения, дебиты нефти которого варьируются от 0,2 т/сут до 100,0 т/сут.

В пласте АС₈, коллекторские свойства в нижней части значительно выше, чем верхней. Дебиты нефти нижней части пласта достигают 20,0 т/сут, а верхней части пласта не превышают 4,3 т/сут.

Небольшие залежи нефти в пластах БС₁₆₋₂₀ выделены по материалам ГИС, но опробование ачимовских отложений в скважине 1323 в 2000 году их нефтеносность не подтвердило.

1.1.2. Физико-химические свойства жидкости

При пластовых условиях нефти всех объектов разработки имеют среднюю плотность, с давлением насыщения нефти газом ниже пластового давления.

В пределах неокомского комплекса вниз по разрезу месторождения, с ростом глубины, увеличивается количества твердых парафинов, количества светлых нефти, снижается содержание асфальтенов, смол, соответственно уменьшается плотность нефтей.

Содержание неуглеводородных компонентов (азот, диоксид углерода) не превышает 1,5% объемных.

В компонентах составах газовых и жидкой фаз концентрация нормальных углеводородов заметно выше, чем концентрация их изомеров, что характерно для чисто нефтяных залежей, не затронутых процессами биodeградации.

Разгазироваанные нефти по ГОСТ 912-66 характеризуется как вязкие, парафинистые, сернистые, смолистые, средней плотности, с выходом фракций до 350° С от 48 до 53% объемных. Технологический ширф нефтей объектов – П Т₂П₂.

Вода в пласте АС₈ и БС₁ обладает химический тип – смешанный, преимущественного хлоридно-кальциевый и гидрокарбонатно-натриевый. Основные компоненты которые образуют соли представляют собой ионы калия и натрия, магния, фтора, кальция, гидрокарбоната. В качестве микрокомпонентов присутствуют нафтеновые кислоты (до 1,4 мг/л), аммоний (до 37 мг/л), фтор (до 14 мг/л), кремний (до 36 мг/л), бор (до 73 мг/л), бром (до 63 мг/л), йод (до 24 мг/л).

При пластовых условиях воды насыщены газом метанового типа. Состав растворенного газа: Метан до 97%, тяжелые углеводороды до 18% , гелий до 0,03%. Максимальная газонасыщенность вод на границе ВНК достигает 2,4 м³/м³, плотность воды при пластовых условиях составляет 997 кг/м³.

1.2. Общие сведения о У месторождении

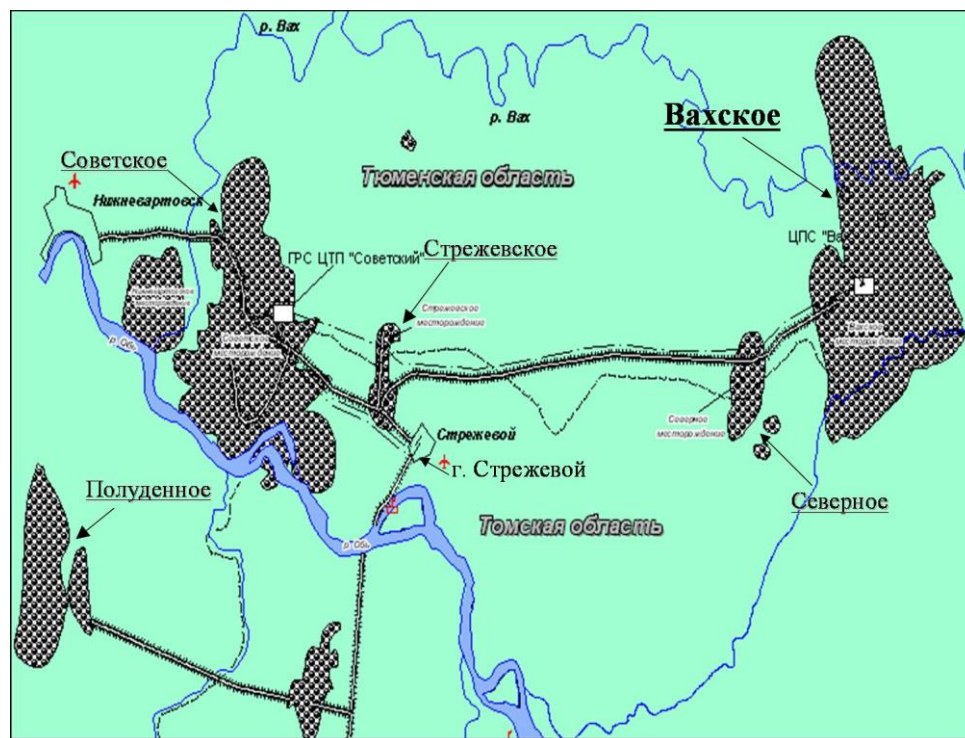


Рисунок 1.1 - Обзорная карта У месторождения

У месторождение расположено в Нижневартовском районе Томской области в 113 км восточнее города Нижневартовска и в 80 км от города Стрежевого. В пределах северной части месторождения находится вахтовый

поселок, где находится укрупненный нефтепромысел «Вахнефть» НГДУ «Стрежовойнефть».

Месторождение открыто в 1965 году, промышленная эксплуатация осуществляется с 1976г.

Типы почв в У месторождении – аллювиально-глеевые, аллювиально-болотные, аллювиальное-слоистые, профельно-глеевые.

Климат района - континентальный с достаточным увлажнением характеризуется резкими колебаниями температуры в течении года, месяца, дня. Средняя температура в январе -22°C , в июле $+17^{\circ}\text{C}$. Максимальное годовое количество осадков равно 604 мм. Максимальная толщина снежного покрова достигает 90 см. Средняя относительная влажность воздуха меняется от 64% до 84%.

Нефть с У месторождения поступает по нефтепроводу диаметром 530 мм на Стрежевской нефтяной товарный пар, откуда в магистральный трубопровод Нижневартовск-Александровно-Анджери-Судженск.

1.2.1. Геологическая характеристика

Стратиграфическая характеристика

Геологический разрез У месторождения представлен терригенными отложениями мезо-кайнозойского чехла толщиной до 2800 м, который несогласно залегает на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента. В составе толщи выделяются юрские, меловые, палеогеновые, и четвертичные отложения.

В пределах Вахской группы поднятий доюрские образования вскрыты скважинами № 11, 72, 80, 88, 304, 4529, 347). Толщина доюрских образований колеблется от 22 до 475 м.

В восточной части Восточно-У поднятия (вер. № 72р, 102р) вскрыты породы нижнего девона, которые представлены чередованием глинистых известняков, мергелей, известковистых аргиллитов, и известняков, содержащие

зоны повышенной трещиноватости, интенсивно брекчированные и вторично карбонатизированные.

В северном направлении в пределах Кошильской террасы (вер № 304р) часть отложений (нижний девон) представлена эффузивами и связанными магматическими образованиями

Отложения юрской системы можно разделить на три части. Нижний и средний части соответствуют тюменской свите (J_{1-2}), в верхней части выделяются георгиевская, васюганская и баженовская свиты.

Тюменская свита – J_{1-2}

Вскрытая часть разреза тюменской свиты представлена отложениями: $Ю_3$ и $Ю_2$. Толщина вскрытых отложений свиты 230 – 300 м.

Горизонт $Ю_3$ имеет толщины, колеблющиеся от 46-96 м. Он расчленяется на четыре пласта: $Ю_3^1$, $Ю_3^2$, $Ю_3^3$, $Ю_3^4$. В составе его отложений обнаружены фации аллювиального комплекса: русловые, болотные, пойменные. Литологически они представлены аргиллитами, алевролитами, песчаниками, и углями.

Васюганская свита – J_3

Верхняя часть юрских отложений относятся к васюганской свите. В ее разрезе выделяются: нижневасюганская подсвита, межугольная, подугольная, и надугольная толщи келловей-оксфордского возраста.

Нижневасюганская подсвита имеет небольшие толщины (2-6 м). Она представлена однородными серыми до черных аргиллитов.

Вышележащая подугольная толща перекрывается угольным пластом, она разделена на две пачки, нижнюю – пласт $Ю_1^3$, верхнюю – пласт $Ю_1^2$.

Межугольная толща литологически представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с обилием углистых остатков.

Баженовская свита

Георгиевская свита J_3 представлена темно-серыми с зеленоватым оттенком алевролитами, неравномерно обогащенными глауконитом и пиритом. Толщина отложений свиты от 0 до 6 м.

Баженовская свита – J₃

Баженовская свита является региональной покрывшей горизонты Ю₁, т.к. породы находящиеся в ней практически непроницаемы и она находится в верхнеюрских разрезах. Толщина свиты колеблется в пределах 11-20 м.

Меловая система – K

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами. В нижнем отделе выделяются: мегионская, вартовская, алымская, в верхнем отделе выделяются: покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты.

Мегионская свита – K₁^{b+v}

На баженовской свите согласно залегают морские отложения мегионской свиты, представленные в нижней части темно-коричневыми плитчатыми аргиллитами. Выше по разрезу залегают песчано-алевролитовые отложения ачимовской толщи.

Вартовская свита – K₁^{h-br}

Отложения вартовской свиты представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники серые и светло-серые, реже мелко-среднезернистые, зеленовато-серые, иногда глинистые. Алевролиты серые и темно-серые, мелко- и разномзернистые, иногда с присутствием растительного детрита. Толщина вартовской свиты колеблется в пределах 396-436 м.

Верхний мел и палеоген – K₂

Верхнемеловые и палеогеновые отложения представлены морскими глинистыми породами. В олигоцене, морские осадки сменяются континентальными сложенными песками с прослоями глин. Свиты имеют толщину около 700 м.

Четвертичная система – Q

Отложения четвертичной системы сложены неравномерным чередованием сугликов и супесей, торфяником и серых песков с прослоями буроватосерых песчаноалевритовых глин. Толщина системы составляет 40 – 55 м.

Тектоника

В тектоническом плане У месторождение связано с одноименной гипсометрической наиболее приподнятой группой структур (Восточно-Вахская, Южно-Вахская, Северо-Вахская и Вахская). Они объединены в крупную брахиантиклинальную складку неправильной формы. На погружении восточного крыла Северо-У поднятия в виде структурных носов выделяется Кошильская структурная зона. Указанные поднятия расположены в северной периклинальной части Криволуцкого вала, осложняющего центральную часть Александровского мегавала.

Структурный план платформенного чехла унаследован от эрозионно-тектонической поверхности палеозоя при существенном влиянии динамика блоков фундамента.

Юго-западная периклиналь Вахской структуры через неглубокий прогиб (10 м) по замыкающей стратогипсе -2160 м сочленяется с Южно-Вахским поднятием.

Характеристика продуктивных пластов

По данным ГДИС из ЦНИПРа НГДУ «Стрежевойнефть» получили следующие фильтрационно-емкостные свойства пластов.

Для объекта Ю₁¹ наибольший объем исследования (126 скв.) по вахской площади, где было определено, что максимальная проницаемость составляет $88,1 \times 10^{-3}$ мкм².

По объекту Ю₁¹ выборки исследованных КВД скважин малозначительны (3 скв), гидродинамические исследования для объектов Ю₂¹⁺² и Ю₃³⁺⁴ не проводились.

В Таблица 1.2 приведены средние значения открытой пористости, определенной по керну и ГИС.

Таблица 1.2 – Значение коэффициентов открытой пористости пластов

Пласт	По керну	По ГИС	
-------	----------	--------	--

	Количество скважин	Средневз. Значение Кп, %	Количество скважин	Средневз. Значение Кп, %	Принятые значения Кп для проектирования
Ю ₁ ¹	28	0,16	1080	0,16	0,16
Ю ₁ ²⁺³	31	0,16	1068	0,16	0,16
Ю ₁ ¹⁺²	-	-	117	0,15	0,15
Ю ₁ ¹⁺²	1	0,15	225	0,16	0,16
Ю ₁ ³⁺⁴	1	0,16	46	0,15	0,15

Средние значения проницаемости продуктивных пластов, определенной по ГИС, ГДИ и керну, приведут в тТаблица 1.3

Таблица 1.3 – Результаты определения проницаемости различными методами.

Пласт	По керну		По ГДИС		По ГДИ	Принятые значения К _{пр} для проектирования
	Количество скважин	Средневз. Значение К _{пр} , 10 ⁻³ мкм ²	Количество скважин	Средневз. Значение К _{пр} , 10 ⁻³ мкм ²	Средневз. Значение К _{пр} , 10 ⁻³ мкм ²	
Ю ₁ ¹	28	36,8	1080	42,4	87,8	42,4
Ю ₁ ²⁺³	31	5,5	1068	10	42,9	10,0
Ю ₁ ¹⁺²	-	-	117	4,8	-	4,8
Ю ₁ ¹⁺²	1	3,2	225	26,4	3,0	26,4
Ю ₁ ³⁺⁴	1	2,4	46	13,1	-	13,1

1.2.2. Физико-химические свойства нефти и воды

Характеристики нефти и растворенного в ней газа определилась по результатам исследования глубинных и поверхностных проб, проведенных в

лабораториях Главтюменьгеологии, СибНИИНП, ЦНИПра, ОАО «ТомскНИПИнефти» ВНК.

Величины параметров, характеризующих пластовую нефть различных объектов Ю₁¹, Ю₁²⁺³ и Ю₃¹⁺² находятся в узком диапазоне. Средние значения плотности нефти составляют 730,3 – 743,0 кг/м³, вязкости 1,01-1,026 МПа.с и давление насыщения 8,0 – 9,6 МПа. По этим значениям нефть относится к легкой, маловязкой с высокой степенью пережата. По последним пластам принятые средние значения плотности нефти изменяются от 834,9 до 838 кг/м³, объемного коэффициента 1,207 – 1,243, газосодержания 63-73 м³/т.

Дегазированная нефть характеризуется как легкая (844-857 кг/м³) с повышенной вязкостью (в стандартных условиях 6,28-10,28 МПа.с), смолистая (5,82-7,78%), малосернистая (0,42-0,54%), парафинистая (2,26-2,73%) с высоким выходом фракции, выкипающих до 250°С и высокой температурой начала кипения (63-86° С). Согласно классификации о структурно-групповом составе, нефть относится к смешанному нефтенометановому типу с преобладанием метановых углеводородов.

У нефтяное месторождение приурочено к центральным районам Западно-Сибирского бассейна.

Разрез бассейна состоит из два гидрогеологических этажа, разделенных мощной глинистой толщей турон-олигоценового возраста. Верхний этаж представлен олигоцен-четвертичными отложениями, содержащими пресные воды. Нижний гидрогеологический этаж состоит из большого комплекса отложений, начиная от палеозойских и, кончая сеноманскими. Воды соленые, минерализация их достигает 46г/л.

Состав вод для горизонта Ю₁ и их минерализация по классификации Щукарева относятся к хлоридно-натриевому типу, по классификации Сулину – к хлор-кальциевому. Содержание магния в них составляет 61-195 мг/л, ион аммония 24,8-93 мг/л, иода 1,7-5,3 мг/л.

Микрокомпоненты в водах данного горизонта состоят из Si, B, L, Rb, F, и Sr. В целом содержание макро- и микрокомпонентов ниже кондиционных уровней.

2. Состояние разработки месторождения

2.1. X месторождение

X месторождение введено в разработки в 1922 г. на основании технологической схемы, составленной ВНИИнефть в 1969 г. Месторождение находится на завершающей стадии разработки. Эксплуатация осуществляется на основании Уточненного проекта разработки, выполненного ТО СургутНИПИнефть в 2009 г. (протокол ТКР № 271 от 08.02.2010).

Объекты разработки являются пластами БС₁ и АС₈ + АС₈¹, основной является пластом БС₁.

Пласт БС₁ является нефтяной залежью, разделенная на блоки поперечными и продольными рядами нагнетательных скважин. Пласты АС₈ и АС₈¹ являются нефтяными залежами с площадной 9-ти точечной системой разработки, размер сетки 500 x 500 м.

По состоянию на 01.03.2012 основной фонд скважин состоит из добывающих: 326, действующих – 291, недействующих – 35, нагнетательных: 154, из них 150 под закачкой и 4 в бездействии.

Из 291 действующих добывающих скважин, 243 (83,5%) оборудованы ЭЦН, 20 (6,9%) – ШГН, а остальные – другими видами насосов.

Фонд скважин характеризуется высокой обводненностью, ухудшением технического состояния вследствие длительной эксплуатации.

Все добывающие скважины обводнены, по состоянию на 01.03.2012 работают 112 скважин из 291 действующих с обводненностью более 95%

На 01.03.2012 ликвидированы 111 скважин, в том числе после эксплуатации 79 добывающих и 32 нагнетательных скважин.

На рисунках 3-5 показано распределение скважин X месторождения по дебитам жидкости, нефти и обводненностью.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Пласт БС₁ занимает 80% утвержденных балансовых запасов и 84,8% извлекаемых запасов нефти.

Объемы закачки с 2005 года превышают проектные величины. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой снизилась с 110,1% в 2007. До 93,8% в 2011 г., накопленная соответственно – со 121,5 до 118,3%.

Основным объектом разработки на X месторождении является пласт БС₁. Он находится на завершающей стадии разработки, подошек к 100% выработке утвержденных НИЗ. Добыча нефти в 2011 г. достигала 555,9 тыс.т, или 75% добычи месторождения. Обводненность составила 95,9% в 2011 г, при проектной 96,1%.

Максимальный уровень добыча нефти составила 6047 тыс.т был достигнут в 1977 г. после завершения разбуривания основного проектного фонда скважин. В этом году темп отбора равно 8,7% и среднегодовая обводненность продукции составила 18,2%.

В летний период 2010 и 2011 гг. была проведена программа циклического заводнения. В результате получена дополнительная добычи нефти 32,1 тыс.т.

Кроме того, в 2010-2011 гг. были пробурены неориентированные боковые стволы для вовлечения не дренируемых запасов на десяти скважинах в разработку. Прирост дебит нефти после воздействия – 107,6 т/сут.

Пласт АС₈ с начала эксплуатации скважины имеют высокую обводненность. На 01.03.2012 она составила 92,0% при отборе от НИЗ – 56,9%. Максимальный уровень отбора нефти по пласту АС₈ составил 773 тыс.т, это был достигнут в 1984 г, темп отбора 7,6% от утвержденных извлекаемых запасов и среднегодовая обводненность продукции равна 48,8%.

Годовые уровни отбора нефти начались снижаться с 1985 года до настоящего времени они остаются ниже проектных величин, а обводненность не превышает проектные величины.

В 2011 г. в пласте АС₈ добыто 185,4 тыс.т. нефти, 2305,2 тыс.т. жидкости. С целью поддержания пластового давления закачано 2431,7 тыс. м² воды, компенсация отборов закачкой по пласту АС₈ составила 103,2%, накопленная составила 142,2%.

Доля достижения проектных КИН Уточненным проектом разработки рекомендовано бурение 85 боковых горизонтальных стволов в 2011-2013 гг. на 01.03.2012 на десяти скважинах были пробурены неориентированные боковые стволы. Дебит нефти прирастил на 440,4 т/сут.

2.2. У месторождение

У месторождение находится на третьей стадии разработки. Первая стадия была в 1976 – 1981 гг. Вторая стадия в 1981 – 1991 гг. К концу второй стадии было добыто 24,3% запасов. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1988 году, при этом дебит нефти – 1688,8 тыс.т. Обводненность продукции скважин составила 19,9% и темп отбора от НИЗ составил 3,1%.

Третья стадия разработки началась в 1991 году. Третья стадия началась по мере отбора 25,3% от начальных извлекаемых запасов.

В соответствии с проектом в пределах разбуренной части объекта Ю₁ решено перейти от площадной к блочно-замкнутой трехрядной системе расстановки скважин; плотность сетки составила 600х600 м. В пределах северной неосвоенной части месторождения скважины на каждый из объектов Ю₁¹ и Ю₁²⁺³ размещены по трехрядной блоковой системе, сетка 500х500 м с переходом впоследствии на очагово-избирательную систему.

Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1999 году, в этом году уровень отбора нефти достигнул 2937 тыс.т.

К настоящему времени запасы Вахской площади освоены в наибольшей степени. За весь период ее эксплуатации (1978-1998 гг.) отобрано 26,151 млн. т. нефти, что составляет 66,65% от накопленной добычи по месторождению, текущий КИН составляет 0,18, что значительно ниже утвержденного 0,36. Нефтяные залежи Северо-Вахской и Восточно-Вахской площадей находятся на второй стадии разработки, т.е. запасы по ним выработаны в значительно меньшей степени, чем по Вахской площади.

Оценка эффективности разработки месторождения

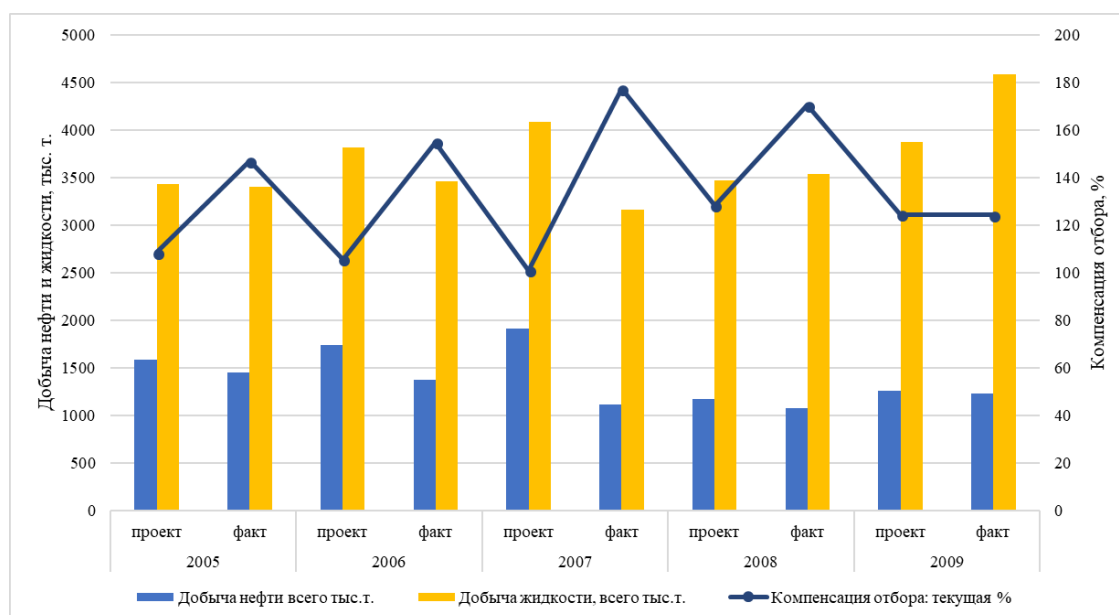


Рисунок 2.1 Параметры проектные и фактические добычи нефти и жидкости

На данный момент разработки залежи на месторождении ведется неэффективно. Проектная система в должной мере не сформирована. Сдерживающими факторами в ее формировании в пределах Вахской площади послужили замедленные темпы обводнения скважин разрезающих рядов и более повышенные добывающих скважин в смежных рядах, обусловившие вывод их в бездействие или другие категории. Кроме того, одним из технологических недостатков трехрядных систем по отношению к площадным является их меньшая интенсивность. Загрязнение призабойных зон и проведение последующих работ по восстановлению продуктивности или приемистости, повышает вероятность формирования нежелательных перетоков, т.е. приводит к более дорогостоящим последствиям.

Для дальнейшей эффективной разработки У месторождения необходим большой объем геолого-технических мероприятий, направленных на восстановление неработающего фонда скважин.

Таблица 2.1 – Основные проектные и фактические показатели разработки У месторождения на 01.01.2010 г.

Показатели	Ед. измер,	2005		2006		2007		2008		2009	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт

Добыча нефти всего	тыс.т.	1581,1	1449	1738,3	1372,7	1913,5	1113,3	1168,8	1074,3	1253,5	1229,5
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	шт.	291	235	297	280	310	263	292	275	315	323
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	247	140	288	135	300	128	165	119	185	246
Добыча жидкости, всего	тыс.т.	3432,4	3403,7	3811,5	3462,6	4085,8	3163,2	3466,2	3538,9	3877,4	4582,3
Коэффициент нефтеизвлечения	доли ед.	0,164	0,162	0,169	0,167	0,176	0,171	1,176	0,175	0,18	0,179
Отбор о утвержденных извлекаемых запасов	%	51,1	50,9	53	52,3	55	53,5	54,2	54,6	55,5	55,9
Компенсация отбора: текущая	%	108,5	146,9	105,5	154,8	101	177,3	128,2	170,5	124,4	124,2
с начала разработки	%	132,9	129,9	131,7	130,8	130,3	132,4	132	133,7	133,6	132,8

3. Проектирование кислотной обработки

3.1. Сущность процесса кислотных обработок призабойной зоны пласта

Кислотная обработка является процессом закачивание раствора кислоты в продуктивный пласт с целью удаления повреждения призабойной зоны, расширения существующих каналов или создать новые каналы. Это процедур, как правило, интенсифицирует дебит нефти путем повышения эффективного радиуса скважин. При закачивании кислоты выше давления разрыва пласта, кислотная обработка называется кислотной ГРП при ниже давления разрыва, матричной кислотной обработки [2].

Ухудшение дебита скважины может быть вызвано тремя факторами: неэффективная механическая система, низкая проницаемость продуктивного пласта, и сужение ствола скважины из-за повреждения призабойной зоны. Если повреждение призабойной зоны является причиной ухудшения дебита

скважины, то кислотная обработка может использоваться как оптимальный метод восстановления дебита скважины.

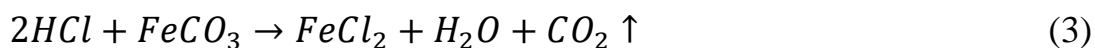
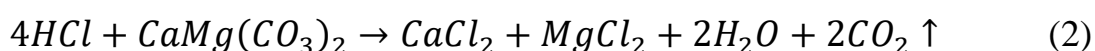
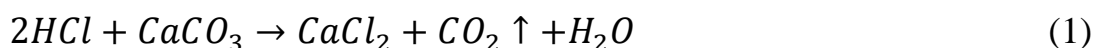
Скважина с проницаемостью пласта выше 10 мД и проницаемостью которого в пристволевой или приперфорационной зоне была снижена твердыми закупорками является подходящим кандидатом для проведения кислотной обработки [3].

Для того, чтобы кислотное воздействие стало эффективным, необходимо вводить кислотный раствор в правильное место с правильным количеством. Кислотный раствор должен полностью взаимодействовать со всеми каналами ПЗС, трещинами, где он должен оказать свое действие. Нужно закачивать определенное количество кислотных растворов для полного растворения всей части загрязняющего материала и части структурных материалов, но не в избытке, во избежание снижения прочности пласта, также при закачке должен рассматриваться коррозионный свойства кислотного раствора на используемое оборудование.

3.2. Кислотная обработка в карбонатных коллекторах

Карбонатные коллекторы в основном представлены известняком (CaCO_3), доломитом ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) и сидеритом (FeCO_3).

Карбонатный коллектор обрабатывается кислотным раствором, содержащим главным образом соляную кислоту – HCl . Реакция которой с породой протекает по уравнению (1-3). Кроме HCl , для обработки карбонатных объектов используется, также, уксусная кислота – CH_3COOH и муравьиная кислота – HCOOH .



CO_2 который выделяет при взаимодействии соляной кислоты с породами обладает хорошими нефтewытесняющими свойствами [4]

Преимущества соляной кислотой является относительно невысокой стоимостью и широкой доступностью.

Недостатки HCl являются высокой скоростью реакции с породой в пластовых температурах, высокой скоростью коррозии оборудования, образованием осадков при взаимодействии с пластовыми флюидами, а также вторичным осадкообразованием с ионами трехвалентного железа (Fe^{3+}) и высоким межфазном натяжением кислотных составов на границе с нефтяной фазой.

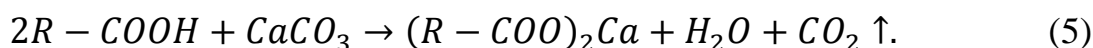
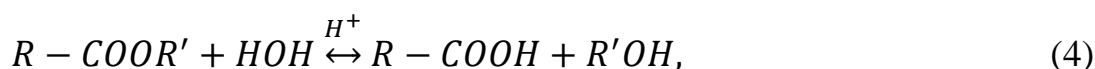
При повышении температуры реакции, скорость реакции соляной кислоты с карбонатной породой сильно возрастает, поэтому при температурах выше 80°C не используют обычную соляную кислоту. Высокая скорость реакции вызывает расхождения всей кислоты непосредственной близости от ствола скважины и не увеличивает проницаемость прискважинной зоны пласта (ПЗП) в должной мере. Для снижения скорости реакции с породой добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ) в растворы соляной кислоты. ПАВ

ингибируют поверхность породы от интенсивного воздействия соляной кислоты, в результате они препятствуют ее преждевременной выработке.

Для кислотных обработок концентрация HCl обычно составляет 3-24%. Концентрацией соляной кислоты определяется минералогический проницаемость и температура коллектора, минералогический состав пород и назначение обработки.

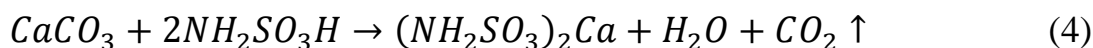
Кроме соляной кислоты, для обработок карбонатных коллекторов могут применяться карбоновые кислоты (реакция 5). Главным преимуществом карбоновых кислот является более низкая скорость реакции с карбонатной породой по сравнению с соляной кислотой.

В настоящее время разработаны составы на основе сложных эфиров карбоновых кислот, медленно разлагающиеся в пластовых условиях с выделением кислоты (реакция 4):



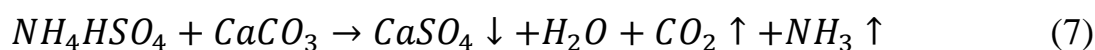
Для обработки низкопроницаемых и высокотемпературных карбонатных коллекторов используются карбоновые кислоты и составы, генерирующие карбоновые кислоты в пластовых условиях. Применение соляной кислоты для таких коллекторов оказывается неэффективным из-за высокой скорости реакции кислоты с карбонатами.

Сульфаминовая кислота используется для обработки низкотемпературных и невысокой проницаемости коллекторов. Ее низкая скорость реакции с породой способствует составу проникать глубоко в пласт:



Сульфаминовая кислота гидролизует при температуре выше 60° С с образованием гидросульфата аммония (реакция 6), который, в ходе дальнейших превращений образует малорастворимый сульфат кальция (реакция 7, переходящий в гипс в результате гидратообразования (реакция 8):





3.2.1. Технологии кислотных обработок в карбонатных коллекторах

Применение соляной кислоты в широком диапазоне концентрации

Концентрации соляной кислоты при температурах до 60° С возможно в диапазоне от 6 до 24%, при более высоких температурах обычно используется более концентрированная кислота, так как часть этой кислоты находится в недиссоциированном виде, то и скорость реакции более концентрированных кислот будет ниже, чем у менее концентрированных кислот.

Применение вспененных кислот

Преимуществами применения пенокислотных обработок являются во-первых, меньше расхода закачивания жидкости в пласт, что уменьшается риск загрязнения ПЗП; во-вторых, большая вязкость пенокислота обеспечивает более глубокое проникновение кислоты в пласт; в-третьих, низкая плотность состав пенно-кислоты способствует легче осваивание скважины; в-четвертых, пенокислота более интенсивно вымывает загрязнений в ПЗП, поскольку твердые частицы загрязнений хорошо выносятся пеной.

Качеством пены определяется объемное содержание в ней газа. В роли газовой фазы используется азот. Пена готовится на поверхности путем смешения кислоты и газа, обработанной пенообразующим агентом. Качество пены регулируется скоростями подачи газовой и жидкой фаз.

Применение кислотных эмульсий

Эмульсии являются высоковязким составами. Они повышают охват воздействием по толщине пласта. Проникающей способностью эмульсий определяется степень дисперсности, но их область применения ограничивается вследствие повышенной вязкости.

В ТатНИПИнефть была разработана рецептура нефтестиллятной гидрофобной эмульсии характеризующаяся следующими параметрами: соотношение углеводородной и водной фаз – 50/50, соотношение углеводородов в дисперсионной среде нефть/дистиллят – 50/50, концентрация ПАВ-эмульгатора (реагент «ЭС-2») – 1,0-1,5 об. %. Этот состав обратной эмульсии широко внедряет на промыслах Западной Сибири, Удмуртии, Татарстана.

Применение гелированных и загущенных кислотных систем

Применение гелированных и загущенных кислот предназначено для увеличения глубины проникновения раствора кислоты в низкопроницаемые пласты. Загущение кислоты предотвращает утечку кислоты в высокопроницаемые части пласта и трещины. Применение загущенных или гелированных кислотных систем предполагает отсутствие промежуточных стадий закачки нейтрального геля.

Ксантовые полимеры оказываются хорошо загущали 15%-ный раствор соляной кислоты и сохраняли свои свойства при повышении температуры до 100° С. Применение ксантовых полимеров как загуститель сокращает и упрощает процесс очистки призабойной зоны, позволяет создавать устойчивые высоковязкие гели кислотных растворов для различных пластовых условий.

3.3. Кислотная обработка в терригенных коллекторах

В основном под терригенными принято понимать коллекторы, сложенные песчаниками, сцементированными глинами, и возможность присутствия карбонатного цемента [4].

Главной задачей кислотной обработки матрицы пласта в терригенных коллекторах (ТК) является увеличение продуктивности за счет уменьшения величины скин-фактора в коллекторе посредством растворения загрязнений пласта, вызванных попаданием в пласт жидкостей и мелких частиц на всех этапах работы со скважиной, в пределах до одного-двух метров призабойной зоны пласта (ПЗП). Обработка пластов кислотой может уменьшить механический скин-фактор практически до нуля [5]. Надо отметить, что, кислотной обработки матрицы пласта следует применять только тогда, когда скважина имеет высокую величину скин-фактора, не вызванного неполному вскрытию, неэффективности перфорации или механическим аспектам [6].

Терригенные породы обрабатываются кислотным раствором, содержащим плавиковую кислоту (HF). Причина замены вида используемой кислоты состоит в том, что только ион фторида (F^-) имеет способность реагировать с диоксидом кремния и глинистыми минералами [7]. Соляная кислота (HCl), серная кислота (H_2SO_4) и азотная кислота (HNO_3) не эффективно реагируют с терригенными породами [7]. Реакция плавиковой кислоты с као

При проведении кислотных обработок терригенных коллекторов, одна из основных проблем является проблемой совместимости минералов с жидкостями кислотной обработки и их добавками. Если технологическая жидкость кислотной обработки совместима, то проницаемость не будет уменьшаться при взаимодействии технологической жидкостью с породой. Данное понятие совместимости главным образом применимо к терригенным коллекторам, так как эти коллекторы являются потенциальными объектами для образования загрязнения в них.

Эффективность кислотной обработки зависит от подходящего реагирования породы в пласте на технической жидкости кислотного

воздействия. Поэтому состав кислоты должен удалять загрязнения без образования дополнительных загрязнений при взаимодействии жидкости с пластовыми флюидами или породой. Пласт считается чувствительным, если взаимодействие между технологической жидкостью и пластовыми минералами обуславливает загрязнение пласта.

Песчаники могут быть чувствительны к кислотам в зависимости от температуры и минералогии. Ионы алюминия, натрия, магния, калия, кремния и кальция реагируют с кислотой и способствуют осаждению при пластовой температуре, как только растворимость продуктов их реакции превышает предел растворимости для этих веществ. Если осаждение происходит вблизи скважины, они могут быть закупоривающим материалом для пласта. Чувствительность зависит от общей реакционной способности минералов пласта с кислотой. Реакционная способность зависит от структуры породы и от распределения минералов внутри породы, т. е. от вероятности взаимодействия кислоты с растворимыми материалами.

На чувствительность песчаника также влияет проницаемость пласта. Высокопроницаемые песчаники являются менее чувствительными, чем низкопроницаемые при одинаковом составе минерала.

На реакционную способность влияют два фактора. Первый фактор – химический состав минерала и второй фактор – площадь поверхности минерала. Скорость реакции и растворения минералов зависит от их скорости реакции с кислотой и площадь поверхности минерала. Минералы песчаника делятся на две разные категории: медленные и быстрые реакции. Кварц имеет тенденцию реагировать более медленной скоростью, а полевые шпаты и глины имеют тенденцию реагировать с более высокой скоростью [7].

Характерный минералогический состав терригенного коллектора представлен в Таблица 3.1.

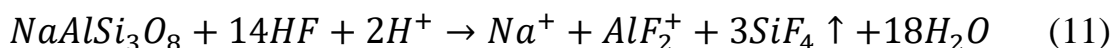
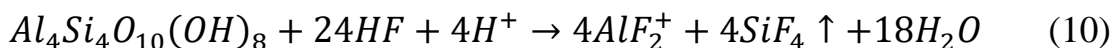
Таблица 3.1 – Наиболее часто встречающиеся минералы терригенного коллектора

Группа	Минерал	Химический состав
--------	---------	-------------------

Кварц		SiO ₂
Полевые шпаты	Ортоклаз	KAlSi ₃ O ₈
	Альбит	NaAlSi ₃ O ₈
	Плагиоклаз	(Ca, Na)Al(Si ₃ , Al)Si ₂ O ₈
Слюды	Биотит	K(Fe ²⁺ , Mg) ₃ (Fe ³⁺ , Al)Si ₃ O ₁₀ (OH) ₂
	Мусковит	KAl ₂ (AlSi ₃)O ₁₀ (OH) ₂
Глины	Каолинит	Al ₄ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₈
	Иллит	(H ₃ ,O,K) _y (Al ₄ ,Fe ³⁺)Si ₃ O ₁₀ (OH) ₂
	Хлорит	(Mg, Fe ²⁺ , Fe ³⁺)AlSi ₃ O ₁₀ (OH) ₈
	Монтмориллонит	Al ₄ Si ₈ O ₂₀ (OH) ₄
Карбонат	Кальцит	CaCO ₃
	Доломит	CaMg(CO ₃) ₂
	Анкерит	Ca(Fe,Mg,Mn)(CO ₃) ₂
	Сидерит	FeCO ₃
Сульфаты	Гипс	CaSO ₄ ·H ₂ O
	Ангидрит	CaSO ₄
Хлориды	Галит	NaCl
Металлические оксиды	Оксиды железа	FeO, Fe ₂ O ₃ , Fe ₃ O ₄

Песчаные коллекторы являются образованными из различных силикатных материалов, таких как полевой шпат, кварц кремнистый сланец и слюда. Каркас данной породы с самого начала состоит из песка, цементирующие материалы для зерен песка и аутигенные глины являются вторичными минералами, которые отложатся в поровом пространстве.

Реальная растворимость различных минералов в песчаном коллекторе зависит в основном от их расположения в структуре породы. В конце концов, растворяется только та поверхность минерала, с которой можно контактировать с кислотой. Общая удельная поверхность минерала влияет на его реакционную способность. Чем больше площадь взаимодействия, тем реакционноактивнее минерал. Глины реагируют с кислотой (реакция 9) намного быстрее, чем полевые шпаты (реакция 10) из-за своей большой площади удельной поверхности, а полевые шпаты реагируют быстрее, чем кварц (реакция 11), в частности в присутствии высокой концентрации ионов водорода [8].



Глины являются наиболее реакционноактивными компонентами, поэтому необходимо знать количество различных глинистых минералов в породе.

Также в породе может присутствовать карбонатная оставляющая, для определения которой используется показатель растворимости в HCl.

Увеличение количества карбонатов в терригенном коллекторе будет влиять на выбор кислотных жидкости, поскольку одностадийная обработка фторсодержащими кислотами не используется в терригенных коллекторах с содержанием карбонатов более 5% масс. Если содержание кальцита и доломита в терригенном коллекторе достигает 20% по массе, то применение фторсодержащих кислот неприемлемо [5]. Пласты с повышением содержанием кальцита обрабатываются соляной или органической кислотой, которая является неэффективной в растворении глин и других мелких силикатосодержащих частиц. Если оказывается слишком много растворенного минерала в HCl, то для обработки выбирается жидкость, отличная от фтористоводородной кислоты.

Основное различие между типами глины — это в количество атомов в их кристаллической решетке, а не различия в их химическом составе. Однако небольшие различия в химической структуре, такие как присутствие железа, могут привести к большим проблемам в процессе обработки. Структурные особенности глины определяют площадь поверхности, на которую влияют пластовые флюиды. Реакционная способность глины зависит от их площади поверхности, но расположение глины в породе также очень важно.

Глины, которые растут в порах из минералов пластовой воды, аутигенные глины, могут заполнять или выстилать собой поры породы. Аутигенные глины имеют очень большую площадь поверхности и могут быть реакционноактивными. Обломочные глины являются частью строительного материала матрицы пласта, они обычно менее реакционные, чем аутигенные глины, так как они имеют меньшую площадь контакта с пластовыми водами в порах. Глины могут также служить цементирующим материалом, поддерживая частицы матрицы вместе. Выступая в роли цементов, глины могут реагировать с

жидкостями, такими как кислота и вода, и приводить к ослаблению прочности формации. Если глинистый цемент является экранированным кварцем, как это обычно бывает во многих терригенных коллекторах, то такая глина не будет являться реакционноактивной.

Аутигенные глины, незащищенный глинистый цемент и некоторые обломочные глины могут быть растворены в плавиковой кислоте, так что загрязнения, вызванные этими типами глин, могут быть удалены. Если в результате обработки происходит разрушение пластовой породы, это обычно свидетельствует о незащищенном глинистом цементе.

В последние годы стало все больше уделяться внимания проблеме совместимости глин с соляной кислотой. Все глины обладают температурой, при которой они становятся нестабильными. Нестабильные глины разлагаются быстрее и потребляют всю доступную соляную кислоту. Осадки силикагеля, которые повреждают пласт, являются продуктами разложения таких глин. Следовательно, присутствие таких глин может оказывать значительное влияние на окончательное решение по выбору жидкости для обработки.

3.3.1. Технологии кислотных обработок в терригенных коллекторах

Загрязнение пласта терригенного коллектора может быть вызвано наличием силикатных материалов (полевого шпата, глин, кварца, и т.д.). Для удаления таких загрязнений и увеличения проницаемости ПЗП используют обработки грязевой кислотой. Грязевая кислота представляет собой смесь соляной и фтористоводородной кислот при различной их концентрации. Обычно эти концентрации не превышают 12 % масс. для HCl и 3 % масс. для HF [6].

Одна отличительная особенность плавиковой кислоты является образованием многочисленных продуктов реакции при повышении pH (по мере расходования кислоты), и эти продукты могут выпадать как нерастворимые и малорастворимые осадки [4]. Применение HCl в смеси с HF помогает поддерживать pH в нужном интервале (не превышать $\text{pH} = 2$).

Все побочные реакции, происходящие при взаимодействии плавиковой кислоты с силикатами, влияют на общую стехиометрию реакции и приводят к лишнему расходованию.

Способ выражения стехиометрии реакции может использовать понятие растворяющей способности. Растворяющая способность является количеством минерала, которое может быть растворено данным количеством кислоты (масса или объем). Перед определением растворяющей способности необходимо определить гравиметрическую растворяющую способность. Она представляет собой массу минерала, растворяемую определенной массой кислоты, и определяется как:

$$\beta = \frac{\nu_{\text{минерал}} MW_{\text{минерал}}}{\nu_{\text{кислоты}} MW_{\text{кислоты}}}$$

Где β – гравиметрическая растворяющая способность кислоты; ν – стехиометрические коэффициенты реакции взаимодействия минерала и кислоты; MW – молекулярные массы минерала и кислоты.

Объемная растворяющая способность определяется как объем минерала, растворяемый данным объемом кислоты, и связан гравиметрической растворяющей способностью:

$$X = \beta \frac{\rho_{\text{раствора кислоты}}}{\rho_{\text{минерала}}}$$

Где X – объемная растворяющая способность; ρ – плотности минерала и кислоты.

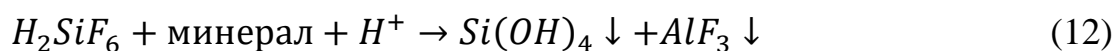
Растворяющая способность для плавиковой кислоты [4]

Таблица 3.2 – растворяющая способность для плавиковой кислоты

Концентрация кислоты, % масс	Кварц (SiO ₂)		Альбит (NaAlSi ₃ O ₈)	
	β	X	β	X
2	0,015	0,006	0,019	0,008
3	0,023	0,010	0,028	0,011
4	0,030	0,018	0,037	0,015

6	0,045	0,019	0,056	0,023
8	0,060	0,025	0,075	0,030

Помимо основных реакций, протекающих в процессе кислотного воздействия на породу, протекает ряд побочных реакций, вызванных различными факторами. Побочные реакции обуславливают одну из проблем, называемых вторичным или третичным осадкообразованием. Первичная реакция происходит в области ПЗП, что приводит к образованию алюминия и фторида кремния. Вторичные реакции описывают взаимодействие гексафторокремниевой кислоты с породами, в соответствии с реакцией 12, эти реакции протекают медленнее первичной реакции. Третичные реакции – это реакции фторида алюминия с минералами, в результате чего образуется силикагель и комплексы алюминия. Кислотные обработки терригенных пород могут завершиться неудачей из-за быстрой скорости реакции вторичных и третичных реакции при высоких пластовых температурах.



где $n < 3$.

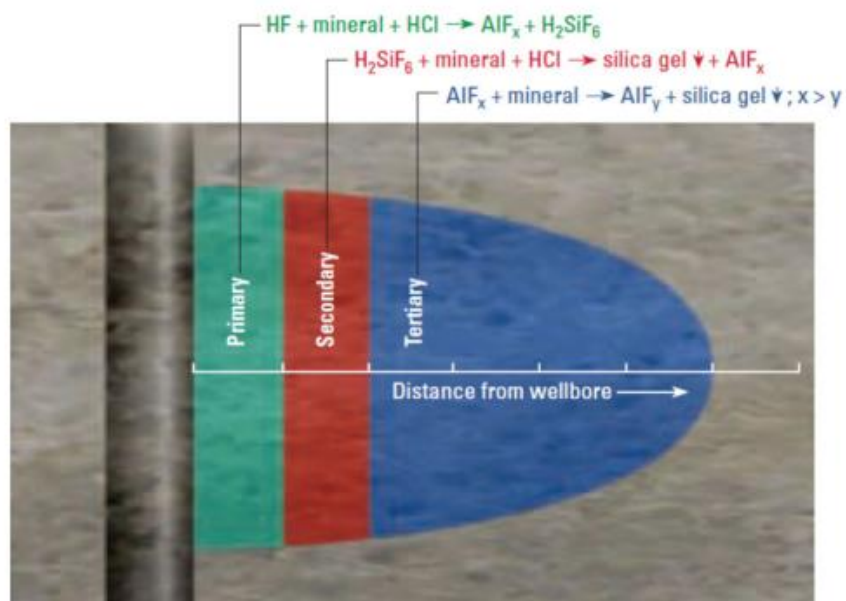


Рисунок 3.1- схема прохождения первичной, вторичной и третичной реакции в ПЗП при ГКО.

Из-за способности осадкообразования при взаимодействии грязевой кислоты с породами пласта, нефтегазовые индустрии и научные институты разрабатывают много сочетаний кислот с различными концентрациями для того, чтобы получить наилучшие результаты кислотных обработок терригенного коллектора по мере проницаемости, пористости и осаждения.

Замедлитель грязевой кислота

Замедлитель грязевой кислоты может увеличить глубину проникновения кислоты за счет замедления или блокирования реакции кислоты. Она также могут снизить скорость расхода кислоты в матрицу вокруг каналов во время их создания, обеспечивая более глубокое проникновение и расширение образовавшихся проточных каналов.;

Таблица 3.3 – Рекомендация МакЛеода по составе жидкости для кислотных обработок терригенного коллектора [3]

Коллектор	Основная кислота	Предварительная промывочная жидкость
Растворимость в HCL > 20%	Только HCl	
Высокая проницаемость (> 100 мД)		
Высокое содержание кварца (> 80%); глины < 5%	12% HCl-3% HF	15% HCl

Высокое содержание полевого шпата (>20%)	13,5% HCl-1,5% HF	15% HCl
Высокое содержание глины (>10%)	6,5% HCl-1% HF	Связанные 5% HCl
Высокое содержание хлоридно-железного глины	3% HCl-0,5% HF	Связанные 5% HCl
Низкая проницаемость (<10 мД)		
Низкое содержание глины (<5%)	6% HCl-1,5% HF	7,5% HCl или 10% уксусная
Высокое содержание хлора	3% HCl-0,5% HF	5% уксусная кислота

3.4. Оборудование, применяемое при проведении кислотных обработок

Для перевозки кислотных растворов при проведении кислотных обработок, применяют агрегат типа АЗИНМАШ-30А на X нефтяном месторождении и на Y месторождении [1][9].

Азинмаш-30А с гуммированной резиной цистерной, включает в себя два отсека емкостью 2,7 м³ и 5,3 м³, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый. Для перевозки ингибированных рабочих кислотных растворов на Y месторождении используются Кислото́воз – Нефаз 933410 полуприцеп, а также кислотовозы СИН-37 с тарировками 10 и 12,6 м³. В последнее время на промыслах применяют аналогии Азинмаш-30, выпускаемые производством «СИНЕРГИЯ», оборудованные насосом СИН-32, СИН-35 [9][1].

Агрегат ЦА-320 предназначается для закачки, приготовления и продавки тампонажных и других растворов в скважину, опрессовки оборудования и труб. Для предотвращения разрушения узлов агрегата от коррозии после завершения работы необходимо промывать гидравлическую часть агрегатов чистой водой и после этого промывать с добавкой тринатрийфосфата 0,5%.

В зимнее время, во избежание замерзания узлов агрегатов и химических реагентов необходимо применить ППУА (передвижные паровые установки), которая предназначается для выработки пара.

Обычные технологические емкости, мерники и автоцистерны применяют для хранения кислот и растворов. Они защищаются многослойными покрытиями кислотостойкими эмалями и лаками. Емкости для хранения и перевозки кислот должны периодически очищаться не реже одного раза в квартал с составлением соответствующего акта.

Для нагнетания жидкостей в пласт используются насосные установки УНЦ1-1160-500К (АЗИНМАШ – 30А) и АКПП – 500, оснащенные трехплунжерным насосом 5НК-500 с приводом от тягового двигателя автомобиля.

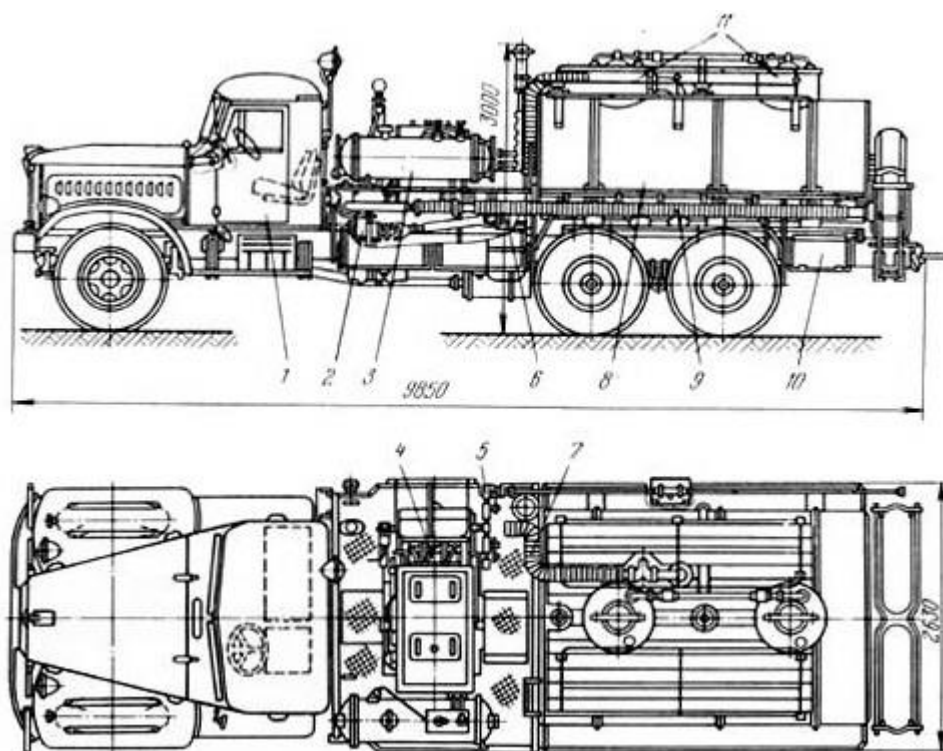


Рисунок 3.2 - Насосный агрегат для кислотных обработок Азинмаш-30А:

1 - кабина машиниста (пульт управления); 2 - коробка отбора мощности; 3 - емкость для реагента; 4 - насос 4НК-500; 5 - выкидной трубопровод; 6 - редуктор; 7 - шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 - цистерна для раствора кислоты; 9 - комплект присоединительных шлангов; 10 - ящик для инструментов; 11 - горловина цистерны.

Для снятия данные по закачке технологической жидкости и рабочему давлению закачки при выполнении операций по СКО используются станции контроля регистрации параметров (КРП-1).

Блок манифольдов БМ-700 используется для параллельного соединения насосных установок с устьем скважины для проведения циклов технологических операций.

Агрегат снабжен основным трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК-500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. Насосы обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 Мпа в

зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин⁻¹). С этим агрегатом при КО скважины используют цементируочный агрегат ЦА-320М.

3.5. Химические реагенты, применяемы при проведении кислотных обработок

Для улучшения свойств кислотных растворов добавляют химические присадки в них. Добавки к таким жидкостям являются необходимостью для улучшения ее проникающих способностей по отношению к породе пласта, снижения возможности выпадения осадков и снижения коррозионной активности по отношению к металлу.

Ингибитор – вещества, которые снижают коррозионную активность кислоты на оборудование, с помощью которых транспортируют, перекачивают и хранят кислоту. Ингибиторы обычно добавляются в составе не более 1% от объема кислоты.

Механизм работы ингибиторов, следующий: ингибиторы анодного действия работают на анодных участках металла, а ингибиторы катодного действия работают на катодных [4].

В качестве ингибиторов используют:

Таблица 3.4 – виды ингибиторов и их способность снижения коррозионной активности.

Ингибитор	Количество, %	Снижение коррозионной активности
Формалин	0,6	7-8 раз
Уникол ПБ-5	0,25-0,5	30-42 раз
Катапин А	0,025%	45 раз
Додикор (импортный)	0,5%	До 300 раз
Азол (CI-130)	1%	До 50 раз

Факторы, влияющие на эффективность ингибитора, являются: температурой, скоростью потока, соотношением объема кислоты и площади поверхности металла, концентрацией ингибитора, концентрацией и типом

добавок к кислоте, концентрацией и типом кислоты, типом металла и давлением [4].

Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества, снижающие в 3-5 раз поверхностное натяжение на границе нефть и нейтрализованная кислота.

С целью понижения поверхностного натяжения кислотного состава при взаимодействии с породой, повышения глубины проникновения и эффективности действия кислотного раствора, облегчения обратного оттока продуктов реакции после обработки.

Наличие ПАВ облегчает проникновение кислотного раствора в микроскопические поры породы. Это необходимо при обработке плотных пород, а также при очистке забоя скважины от оставшихся частиц цемента или твердых отложений: ПАВ облегчают отделение от породы воды и проникновение кислоты через нефтяные пленки, покрывающие поверхность породы и выстилающие поверхность пор, и таким образом дают возможность кислоте вступить в контакт с породой, растворяя ее.

Некоторые ингибиторы (катапин А, катамин А, мервелан К) одновременно выполняют роль интенсификаторов, в качестве интенсификаторов используют ПАВы: ОП-10, ОП-7.

На практике при обработке нагнетательных скважин в начальной стадии разработки месторождения и при переводе скважин под нагнетание используются следующие неионогенные гидрофилизующие ПАВ:

- Неонол СНО 3Б, (1-2%);
- Превоцел, (1-2%);
- Нефтенол ВВД, (1-2%);
- Сульфанол, (0,5%).

На заключительных стадиях разработки месторождений в качестве ПАВ следует использовать гидрофобизирующие материалы:

- Синол КАМ (1,5%) ограничен по температуре применения (80° С);
- ИВВ-1 (до 2%);

- Нефтенол ГФ (до 2%);
- Нефтенол К (до 3%);

Гидрофобизаторы облегчают фильтрацию кислоты в нефтенасыщенных пропластках, снижают проникновение ее в водонасыщенную часть пласта, что сдерживает интенсивную проработку водонасыщенных каналов и ускорение проникновения по ним воды к нефтяным скважинам.

Стабилизаторы – вещества, необходимые для удержания некоторых продуктов реакции и соединений железа присутствующие в соляной кислоте, в растворенном состоянии.

Стабилизаторы существенно снижают скорость взаимодействия соляной кислоты с карбонатной составляющей породы, благодаря чему проникновение кислотных растворов в пласт увеличивается.

Использует следующие стабилизаторы для продавочной жидкости:

- Нефтенол ВВД (2%);
- Неонол СНО 3Б (2%);
- Анионактивный Сульфанол (1%);
- Нефтенол ГФ (2%);
- Синол КАМ (1%);

3.6. Анализ эффективности проведения кислотных обработок на месторождениях в Западной Сибири

3.6.1. Применение кислотных обработок ПЗП на У нефтяном месторождении.

На У месторождении проводились соляно-кислотные обработки и глинокислотные обработки.

Успешность проведения кислотных обработок на У месторождении с 2007 по 2010 гг. показана в таблице

Таблица 3.5 – Успешность проведения КО на У месторождении с 2007г по 2010г

	СКО на НФ	СКО на ДФ	ГКО на НФ	ГКО на ДФ	СКО+ГДО на НФ	ГКО+ГДО на НФ	СКО+ГДО на ДФ
Неуспешные операции	3	5	2	3	2	3	1
Успешные операции	29	31	19	14	6	14	3
% успешности	91	86	90	82	75	82	75

С 2007 по 2010 гг. на У месторождении было проведено 135 операции кислотной обработки на добывающим и на нагнетательном фонде, из которых 85,9% прошли успешно.

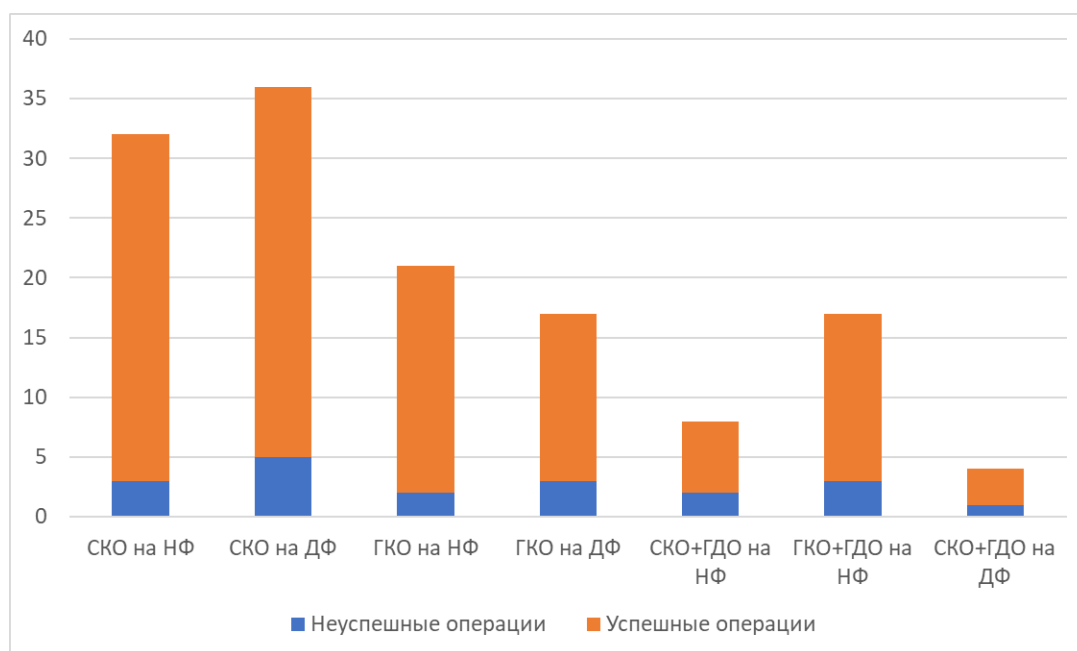


Рисунок 3.3 – Успешность проведения кислотных обработок на Y месторождении с 2007г по 2010г

Большое количество операции по СКО и ГКО обусловлено большим количеством скважин, на которых ранее проводилось ГРП.

Эффект от ОПЗ на добывающем фонде прослеживается от 2 до 13 месяцев; на нагнетательных скважинах эффект прослеживается до 15 месяцев.

Количество ОПЗ на добывающих скважинах и средние запускные приросты добычи по годам в Таблица 3.6.

Таблица 3.6 – Количество ОПЗ на добывающих скважинах и средние запускные приросты добычи по годам

	2007	2008	2009
Количество операций	13	21	23
Средний запускной прирост нефти, т/сут	2.1	5.7	4.5

Как видно из Таблица 3.6 средний запускной прирост добычи нефти на одну скважину в 2009 году уменьшился относительно 2008 года. Главной причиной снижения добычи нефти является увеличение количества ОПЗ на низкодебитных скважинах.

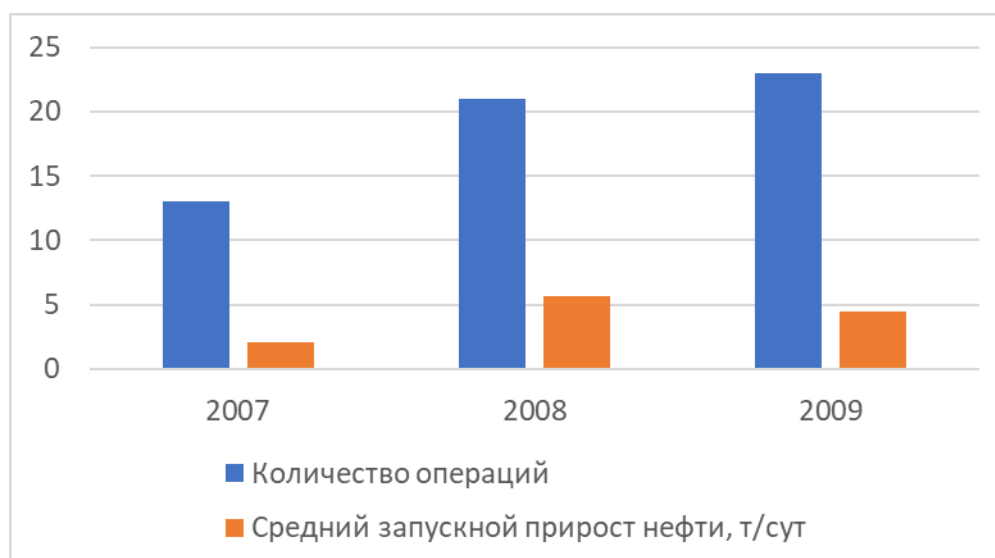


Рисунок 3.4 – Количество ОПЗ на добывающих скважинах и средние запускные приросты добычи по годам

Эффективность от ОПЗ на некоторых скважинах (добывающих и нагнетательных):

Таблица 3.7 – Параметры работы нагнетательной скважины до ОПЗ

Дата обработки	Месторождение	Скв.	Вид работ	$Q_{ж}$	$Q_{н}$	Обв	$P_{заб}$	$K_{пр}$
				м ³ /сут	м ³ /сут	%	Атм.	мД
22.05.2009	Северо-У	2034	СКО	14	4	67,2	51,0	0,11
22.05.2009	Северо-У	2036	СКО	14	4	65,0	100,0	0,10
14.06.2009	Северо-У	1223	СКО	7	5	21,0	56,0	0,05

Таблица 3.8 – Параметры работы нагнетательной скважины после ОПЗ

ВНР	$Q_{ж}$	$Q_{н}$	Обв	$P_{заб}$	$K_{пр}$
	м ³ /сут	м ³ /сут	%	Атм.	мД
22.05.2009	14	4	67,2	51,0	0,11
22.05.2009	14	4	65,0	100,0	0,10
14.06.2009	7	5	21,0	56,0	0,05

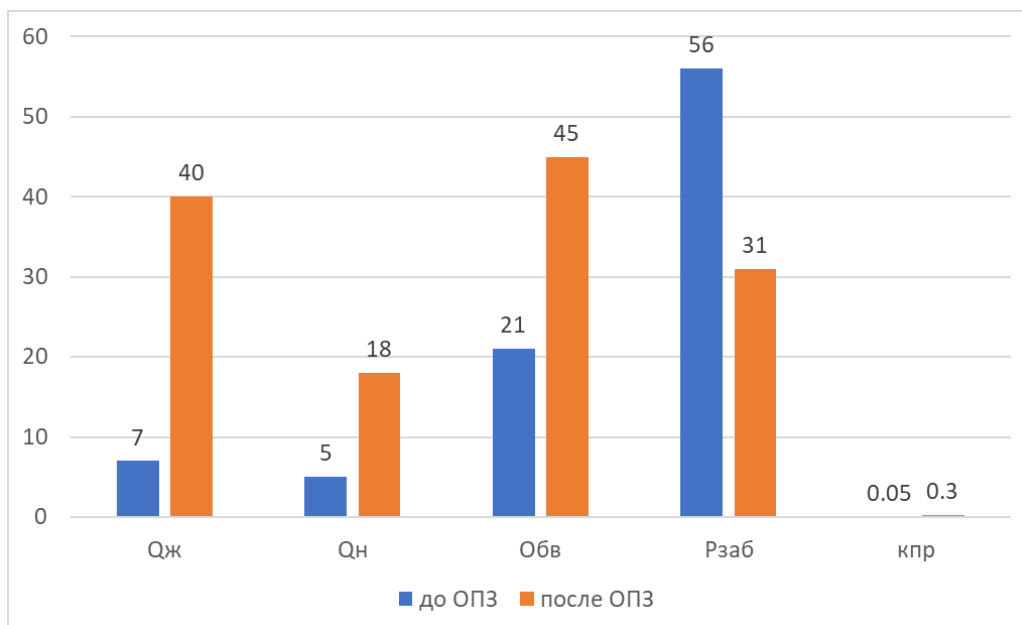


Рисунок 3.5 – Основные параметры скважины № 1223 до и после ОПЗ

Из графика видно, что увеличился дебит жидкости в 5,7 раза, дебит нефти в 3,6 раза, обводненность возросла в 2,1 раза, забойное давление снижало до 1,8 раза, коэффициент продуктивности вырос в 6 раз.

3.6.2. Применение соляно-кислотных обработок на X нефтяном месторождении

Продуктивные отложения X месторождения представлены слабопроницаемым карбонатным породами, а трещины, отмечающиеся по всему разрезу имеют незначительно раскрытость. Поэтому на Сокинском месторождении наиболее эффективных методов интенсификации притока нефти рекомендуется проводить СКО.

В работе [1] было рассмотрена технические характеристики и анализ эффективности проведения СКО на скважине №651. Для данной скважины применялся раствор объемом 6 м³, радиус зоны растворения 1 м, а радиус зоны продуктов реакция 3,4 м. Концентрация кислоты составляет 12%.

Таблица 3.9 – Исходные данные скважины №651

Параметр	Значение
Дебит нефти, м ³ /сут	15,9
Количество карбонатов, %	5
Количество глины в породе, %	4
Проницаемость, мкм ²	0,026
Толщина пласта БС ₉ ² , м	38
Приемистость скважины, м ³ /сут	100
Пластовое давление, Мпа	23,0
Вязкость нефти, мПа.с	2,02
Глубина скважины, м	2564
Плотность породы, кг/м ³	2100
Плотность скелета растворяющейся в СКР породы, кг/м ³	2400
Внутренний диаметр скважины D _{вн} , м	0,146

В качестве ингибитора принимаем реагент – катион А в количестве 0,01% объема кислотного раствора.

Интенсификатор, применяемый для понижения поверхностного натяжения, является препаратом ДС (детергент советский), он также работает как ингибитор. Количество интенсификатора ДС составляет 1% объема раствора HCl или 0,06 м³.

Пористость и проницаемость породы на скважине №651 увеличились после обработки СКР. Значение пористости породы после обработки увеличилось на 1,28 раза, с 11% до 14,06%. Коэффициент проницаемости увеличился на 2,34 раза, проницаемость до обработки – 0,026 мкм², после обработки – 0,063 мкм².

Дебит скважины увеличился с 15,9 м³/сут до 24,09 м³/сут, или увеличился на 1,51 раза. Эффект СКО продолжился около 100 дней и получил дополнительную добычу нефти 130,79 т.

В работе [1] также было рассчитано увеличение дебита скважин при разных объемах кислотного раствора с концентрацией 12%. Полученные результаты сведем в Таблица 3.10.

Таблица 3.10 – Параметры СКО при разных объемах соляно-кислотного раствора

Объем, м ³	$r_{з.р.}$, М	$r_{пр.р.}$, М	Q, м ³ /сут	Дополнительная добыча, т
6	1	3,4	24,09	130,79
18	1,8	6,9	26,57	170,31
34	2,6	10	27,92	191,95

Подводя итог можно сказать, что наиболее оптимальный объем СКР это 18 м³. Закачки СКР более 18 м³ для скважины №651 принимается нецелесообразным. Было замечено, что при увеличении объема СКР увеличивается радиусы зоны растворения и зоны продуктов реакции.

Сводные результаты соляно-кислотных обработок на других скважинах X месторождения представлены в Таблица 3.11

Таблица 3.11 – Результаты СКО на скважинах X месторождения

№ скв	Q_0 , м ³ /сут	k_0 , мкм ²	m_0 , %	$V_{скр}$, м ³	P_n , МПа	K , мкм ²	As	Q , м ³ /сут	ΔQ , м ³ /сут
651	15,9	0,026	11	6	8,89	0,063	1,51	24,090	8,190
670	11,8	0,024	10,9	6	8,85	0,059	1,48	17,464	5,664
675	14,1	0,03	11,3	6	8,82	0,064	1,52	21,432	7,332
980	12,5	0,024	9,8	6	8,78	0,061	1,57	19,625	7,125
995	9,7	0,019	9,7	6	8,77	0,063	1,6	15,520	5,820
1071	12,6	0,026	10,4	6	8,91	0,061	1,54	19,908	7,308
1090	17,3	0,022	10,1	6	8,93	0,059	1,55	26,642	9,342
1094	11,5	0,028	9,9	6	8,93	0,062	1,55	17,825	6,325
Σ	-	-	-	-	-	-	-	-	57,106

Итак, как видно из таблицы по всем скважинам X месторождения, на которых были проведены СКО зафиксировано увеличение проницаемости, пористости и прирост дебита нефти.

Наибольшее увеличение дебита наблюдается на скважине №1090 (абсолютный прирост равен 9,342 м³/сут), наименьший эффект – на скважине №670 (5,664 м³/сут).

Данный метод интенсификации добычи нефти признан эффективным и рекомендуется для применения на других скважинах X месторождения, отвечающих критериям отбора для проведения СКО.

Сравнительная диаграмма, на которой изображена динамика прироста добычи нефти в результате СКО на скважинах X месторождения приведена на Рисунок 3.6 –

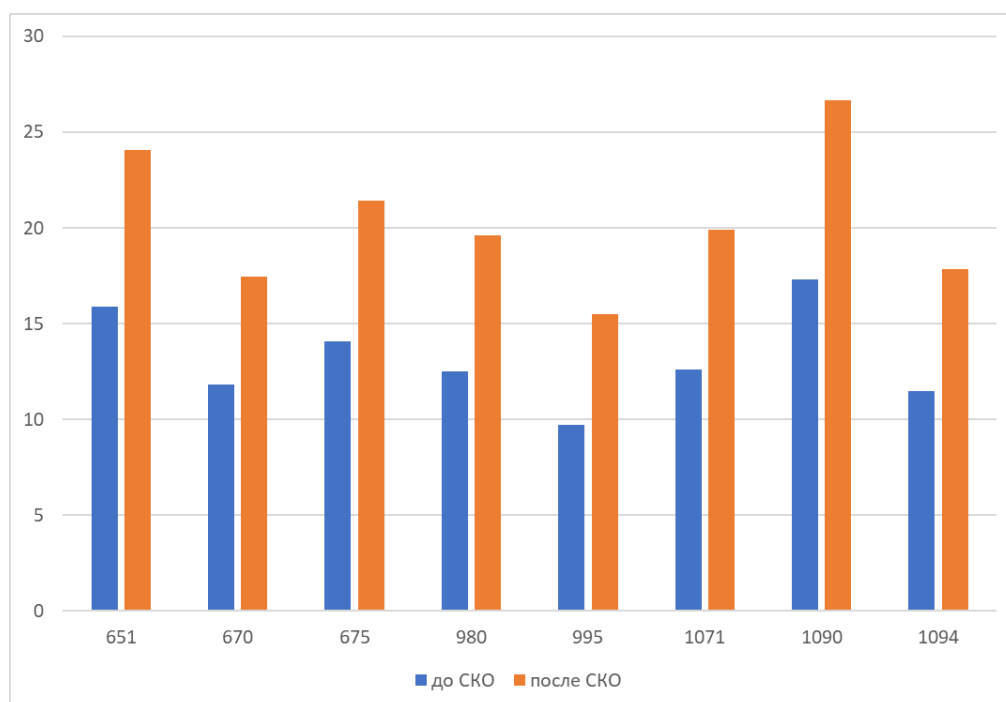


Рисунок 3.6 – динамика прироста дебита нефти в результате проведения СКО на скважинах X месторождения

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Соланг Орион

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Цена реализации нефти, стоимость оборудования, материалов.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	Эксплуатационные затраты и затраты на демонтаж эксплуатационных объектов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	Платежи и налоги: НДС, налог на добычу полезных ископаемых, налог на экспорт, налог на прибыль, страховые взносы.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование и формирование бюджета научных исследований.	<ul style="list-style-type: none"> - Расчет затрат на проведение мероприятия - Расчет выручка от реализации дополнительной добычи нефти; - Расчет экономической эффективности: прибыль от мероприятия; чистая прибыль от мероприятия
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Соланг Орион		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время основной задачей обработок призабойной зоны скважины кислотными составами является восстановление или улучшение притока флюида из пласта в скважину и, как следствие, увеличение продуктивности скважины.

Основным критерием подбора скважины под обработку кислотными составами является стабильное снижение дебита скважины при постоянной или увеличивающейся депрессии на пласт. В условиях высокообводненных скважин (более 50%), когда применение соляно-кислотных обработок по традиционным технологиям нецелесообразно, успешно используется метод глино-кислотных обработок скважин (ГКО). Сущность технологии проведения ГКО заключается в перекрытии крупных пор и трещин, по которым поступает вода, с последующей закачкой в нефтенасыщенную часть карбонатного пласта соляной кислоты.

При промышленном внедрении методов интенсификации притока нефти будет существовать риск получения неоптимального эффекта или даже экономических потерь, поэтому надо тщательно проанализировать эффективность этих методов перед проведением. В данном разделе приведен расчет экономической эффективности кислотных обработок скважин. Данные для расчёта приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Исходные данные для расчёта на Y месторождении

Показатель	Значение
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки $Q_{\text{доп}}$, тонн	835
Себестоимость добычи нефти, руб/т	7156
Товарная цена на нефть, руб/т	18800
Ставка налога на прибыль, %	28

Эксплуатационные условно переменные затраты на одну тонну добычи нефти от полной себестоимости, %	51
Налог на недра, %	18
налог на экспорт, %	5

Таблица 4.2 - Исходные данные для расчёта на X месторождении

Показатель	Значение
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки $Q_{\text{доп}}$, тонн	1230,66
Себестоимость добычи нефти, руб/т	10890
Товарная цена на нефть, руб/т	16500
Ставка налога на прибыль, %	28
Эксплуатационные условно переменные затраты на одну тонну добычи нефти от полной себестоимости, %	51
Налог на недра, %	18
налог на экспорт, %	5

4.1. Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными

4.1.1. Затраты на проведения мероприятия

Объем химических реагентов, необходимых для приготовления технической жидкости кислотных обработок, и их стоимость приведены в

Затраты на материалы определяются по формуле:

$$Z_{\text{мат}} = \sum V_i \cdot C_i \quad (4.1)$$

Где V_i – объем i -го материала, м^3 ;

C_i – стоимость 1 м^3 i -го материала, руб/ м^3 .

Таблица 4.3 - Исходные данные для расчета затрат на материалы на Y месторождении

Материал	Объём, м3	Стоимость 1 м³, руб	Стоимость, руб
Гипсан	9,44	15.409,00	145.460,96
Соляная кислота	12,66	5.354,00	67.781,64
Хлорид кальция	14,16	8.270,00	117.103,20
Уксусная кислота	0,005	2.798,00	13,99
Хлорид бария	0,02	3.486,00	69,72
Марведан	0,038	17.850,00	678,30
Итого			331.107,81

Таблица 4.4 - Затраты для расчета затрат на материалы на X месторождении

Материал	Объём, м3	Стоимость 1 м³, руб	Стоимость, руб
Пресная вода	3,52	3,05	10,74
Соляная кислота	6	2.521,00	15.126,00
Хлорид кальция	15	8.270,00	124.050,00
Уксусная кислота	0,005	2.798,00	13,99
Хлорид бария	0,013	3.486,00	45,32
Гипсан	9,44	15.409,00	145.460,96
Итого			284.707,00

Затраты на использование специальной техники определяются по формуле:

$$Z_{\text{спец.тех}} = \sum (T_{\text{исп.м}} \cdot C_{\text{с.т.м}}) \quad (4.2)$$

Где, $T_{\text{исп.м}}$ – время использования m-ой спецтехники, час;

$C_{\text{с.т.м}}$ – стоимость одного часа работы m-ой специальной техники, руб/час

Время работы и стоимость одного часа работы специальной техники приведены в

Таблица 4.5

Таблица 4.5 – Затраты для расчета затрат на используемую спецтехнику на Y месторождении

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час	Стоимость, руб
УПТ-50	38	195,00	7.410,00
ЦА-320, 2 шт.	6	160,00	1.920,00
Азинмаш-30	4	154,00	616,00
Водовоз	4,5	138,00	621,00
Итого			10.567,00

Таблица 4.6 - Затраты на используемую спецтехнику на X месторождении

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час	Стоимость, руб
АЦ-11-257	7	250,00	1.750,00
Кислотовоз КП-6,5	7	450,00	3.150,00
Азинмаш-30	7	400,00	2.800,00
УНЦ1-160х500К	7	400,00	2.800,00
Транспортировка реагента			1.800,00
Перевозка вахты автобусом КАВЗ-686			400,00
Итого			12.700,00

Затраты на использование специальной техники:

Затраты на выплату зарплаты рабочим определяются по формуле:

$$З_{зп} = \sum c_{ri} \times t \times k_{пр} \times k_{pk} \times k_{соц.от} \quad (4.3)$$

Где c_{pi} – часовая тарифная ставка i -го рабочего n -го разряда;

t – норма времени, час;

$k_{пр}$ – размер премии, доля единицы;

$k_{рк}$ – районный коэффициент, доля единицы;

$k_{соц.от}$ – социальные отчисления, доля единицы.

Данные для расчета затрат на выплату зарплаты рабочим приведены в табл. 4.4

Таблица 4.7 - Исходные данные для расчёта затрат бригады капитальных ремонтных скважин (КРС) на У месторождении

Рабочая бригада	Количество сотрудников	Тарифн ая ставка, руб/час	Норма времени, час	Премия	Районный коэффициент	Заработная плата, руб.
Мастер	1	31,9	42	1,8	1,3	3.135,13
Бурильщик	6	21,9	42	1,8	1,3	12.913,99
Помощник бурильщика	4	18,4	42	1,8	1,3	7.233,41
Всего						23.282,53
Дополнительн ая заработная плата		7,9				1.839,32
Итого						25.121,85
Страховые взносы		30				7.536,56

Таблица 4.8 - Исходные данные для расчёта затрат бригады капитальных ремонтных скважин (КРС) на X месторождении

Рабочая бригада	Количество сотрудников	Тарифная ставка, руб/час	Норма времени, час	Премия	Районный коэффициент	Заработная плата
Мастер	1	50	10	1,4	1,5	1.050,00
Бурильщик	6	22,3	10	1,4	1,5	1.873,20
Помощник бурильщика	3	19	10	1,4	1,5	798,00
Всего						3.721,20
Дополнительная заработная плата		2,5				93,03
Итого						3.814,23
Страховые взносы		30				1.144,27

Единовременные затраты на КРС определяются по формуле:

$$Z_{\text{крс}} = (Z_{\text{зп}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{спец.тех}}), \quad (4.4)$$

Где $Z_{\text{зп}}$ – затраты на выплату зарплаты рабочим;

$Z_{\text{мат}}$ – затраты на материалы;

$Z_{\text{спец.тех}}$ – затраты на использование спец.техники.

Таблица 4.9 – Затраты на КРС на Y месторождении

Виды затраты	Стоимость, руб.
Затраты на материал	331.107,81
Затраты на заработную плату	25.121,85
Затраты на спец.техники	10.567,00
Итого	366.796,66

Таблица 4.10 – Затраты на КРС на X месторождении

Виды затраты	Стоимость, руб.
Затраты на материал	284.707,00
Затраты на заработную плату	3.814,23
Затраты на спец.техники	12.700,00
Итого	301.221,23

Затраты на проведение мероприятия определяются по формуле:

$$З_{\text{т}} = З_{\text{крс}} + З_{\text{э}}, \quad (4.5)$$

Где $З_{\text{крс}}$ – единовременные затраты на КРС, тыс. руб;

$З_{\text{э}}$ –затраты на добычу дополнительной нефти, тыс. руб.

Затраты на добычу дополнительной нефти определяются по формуле:

$$З_{\text{э}} = Q_{\text{доп}} \times З_{\text{ул}} \quad (4.6)$$

Где $З_{\text{ул}}$ – эксплуатационные условно-переменные затраты на одну тонну добычи нефти, руб/т (51% от себестоимости добычи нефти);

затраты на добычу дополнительной нефти на Y месторождении

$$З_{\text{э}} = 835 \cdot (0,51 \cdot 7156) = 3.047.382,60 \text{ руб};$$

затраты на добычу дополнительной нефти X месторождении

$$З_{\text{э}} = 1230,66 \cdot (0,51 \cdot 10890) = 6.834.962,57 \text{ руб};$$

Тогда затраты на проведение мероприятия равны:

- На Y месторождении:

$$З_{\text{т}} = 366.772,26 + 3.047.382,60 = 3.414.154,86 \text{ руб};$$

- На X месторождении:

$$З_{\text{т}} = 298.305,64 + 6.834.962,57 = 7.133.268,21 \text{ руб};$$

Таблица 4.11 - Затраты на проведение мероприятия на Y месторождении

Затраты на добычу дополнительную нефти	3.047.382,60
---	--------------

Затраты на КРС	366.796,66
Итого	3.414.179,26

Таблица 4.12 - Затраты на проведение мероприятия на X месторождении

Затраты на добычу дополнительную нефти	6.834.962,57
Затраты на КРС	301.221,23
Итого	7.136.183,81

4.1.2. Расчет выручки от реализации

Выручка от реализации данного мероприятия обусловлен получением дополнительной добычи нефти в результате увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, поэтому выручка от реализации продукции (В) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти

$$B = (C \cdot Q_{\text{доп}}), \quad (4.7)$$

Где $Q_{\text{доп}}$ – дополнительная добыча нефти, т; C – цена реализации одной тонны нефти, руб.

Выручка от реализации мероприятия

- на Y месторождении

$$B = 18.800 \cdot 835 = 15.698.000,00 \text{ руб};$$

- на X месторождении

$$B = 16,500 \cdot 1230,66 = 20.305.890,00 \text{ руб};$$

4.1.3. Расчет экономической эффективности

Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными составами основан на принципе расчета выручки от реализации

товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$\text{ЧП} = B - R - \text{Э} - N - \text{З}_{\text{сп}}. \quad (4.8)$$

Где: ЧП – чистая прибыль СП;

B – выручка от реализации дополнительного объема нефти, полученного в результате проведенного мероприятия;

R – налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) (18% от выручки);

Э – налог на экспорт (5,0% от выручки);

N – налог на прибыль (20% от расчетной прибыли, Пр);

З_{сп} – фактические затраты СП связанные с проведением мероприятия.

В свою очередь расчетная прибыль определяется по формуле:

$$\text{Пр} = B - R - \text{Э} \quad (4.9)$$

Таблица 4.13 – Прибыль от мероприятия и чистая прибыль на Y Месторождении

Показатель	%	Значение, руб.
Выручка		15.698.000,00
НДПИ	18	2.825.640,00
Налог на экспорт	5	784.900,00
Налог на прибыль	20	3.139.600,00
Фактические затраты		3.414.179,26
Прибыль от мероприятия		12.087.460,00
Чистая Прибыль		5.533.680,74

Таблица 4.14 - Прибыль от мероприятия и чистая прибыль на X Месторождении

Показатель	%	Значение, руб.
Выручка		20.305.890,00
НДПИ	18	3.655.060,20

Налог на экспорт	5	1.015.294,50
Налог на прибыль	20	5.685.649,20
Фактические затраты		7.136.183,81
Прибыль от мероприятия		15.635.535,30
Чистая Прибыль		2.813.702,29

Результаты расчёта экономической эффективности приведены в Таблица 4.15 и в

Таблица 4.16

Таблица 4.15 - Результаты расчёта экономической эффективности на Y месторождении

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, тонн	835
Затраты на проведение мероприятия, тыс. руб	3.414,18
Выручка от реализации, В, тыс. руб	15.698,00
Прибыль от мероприятия, тыс.руб	12.087,46
Чистая прибыль от мероприятия, тыс.руб.	5.533,68
Чистая прибыль на одну тонну нефти, руб	6.627,16

Таблица 4.16 - Результаты расчёта экономической эффективности на X месторождении

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, тонн	1230,66
Затраты на проведение мероприятия, тыс. руб	7.136,18
Выручка от реализации, В, тыс. руб	20.305,89
Прибыль от мероприятия, тыс.руб	15.635,54
Чистая прибыль от мероприятия, тыс.руб.	2.813,70
Чистая прибыль на одну тонну нефти, руб	2.286,34

4.2. Ресурсосбережение и ресурсоэффективность

Применение метода кислотных обработок скважин в соответствии с геолого-техническими условиями пластов и скважин позволяет нам выполнить задачи обработок призабойной зоны скважины кислотными составами. Кроме этого, применение этого метода приводит к сбережению затрат, связанных с ремонтом трубопровода и оборудованием сепаратора из-за наличия воды в продукции и также наиболее рациональному использованию энергии для добычи нефти и газа восстановлением ёмкостно-фильтрационных свойств пород на призабойной зоне скважин. Поэтому проект проведения кислотных обработок скважин считается ресурсоэффективным и ресурсосберегающим.

4.3. Вывод

Таким образом, за счет проведения кислотных обработок скважин получено 835 тонн дополнительной добычи нефти на Y месторождении и 1230,66 тонн на X месторождении. При этом, чистая прибыль составляет в размере 5.533,68 тыс.руб. при проведении кислотных обработок на Y месторождении и 2.813,70 тыс.руб. на X месторождении. Чистая прибыль на

добычу одной тонны нефти составляет 6.627,16 руб на Y месторождении и 2.286,45 руб на X месторождении, это показывает, что проведение кислотных обработок на Y месторождении оказалось более экономический выгодном чем на X месторождении.

В результате данного расчета можно отметить, что применение данного мероприятия на X месторождении и на Y месторождении приносит существенный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать проведение кислотных обработок для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятий.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Соланг Орион

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Обработка ПЗП кислотным раствором на Y и X месторождении. Проведение обработки с помощью специального технологического оборудования и использованием химических материалов.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ вредных факторов - Физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты.	- Отклонение показателей климата на открытом воздухе; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации.
2. Анализ опасных факторов - Механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	- электрический ток; - пожаровзрывобезопасность.
3. Экологическая безопасность - защита селитебной зоны; - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);	- анализ воздействия объекта на геологическую среду; - мероприятия по охране окружающей среды.

<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Для ликвидации потенциально возможных аварий, на всех объектах нефтедобычи разрабатываются планы (ПЛВА). ПЛВА составляются, учитывая правила безопасности в газовой и нефтяной промышленности.</p>
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Охрана труда и безопасность персонала.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Соланг Орион		

5. Социальная ответственность

Введение

Для осуществления метода кислотных обработок пластов на У и Х месторождении, используется агрегаты, химические материалы. Во время выполнения кислотных обработок пласта, производятся работы при высоких давлениях, различными химическими веществами которые содержат опасные и вредные факторы, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них.

При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы:

5.1. Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми в работе методами интенсификации притока скважин, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах. В Таблица 5.1 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов интенсификации притока к скважинам.

Таблица 5.1 - Опасные и вредные факторы при выполнении кислотной обработки скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин;	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне;	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Подвижные части производственного оборудования;	1. ГОСТ 12.1.005-88; 2. ГОСТ 12.01.003-83;

2) работа с оборудованием, находящемся под давлением; 3) снятие показаний с приборов телеметрии; 4) работа с машинами и механизмами; 5) закачка рабочих жидкостей в пласт.	2. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	3. Сосуды и аппараты под давлением; 4. Пожаробезопасность; 5. Электробезопасность.	3. ГОСТ 24346-80; 4. ВСН34-82; 5. ГОСТ 12.4.011-89; 6. ГОСТ 12.2.003-91; 7. ГОСТ 12.2.062-81; 8. ГОСТ Р 52630-2012; 9. ГОСТ 12.1.004-91; 10. ГОСТ Р 12.1.019-2009.
---	--	--	---

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов

Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Работа операторов, выполняющих гидравлический разрыв пласта, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [6], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [7]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежедневно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в Таблица 5.2.

Таблица 5.2 - Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [8]

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30

ПЭС-35	Г220-500	50
--------	----------	----

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Операторы, выполняющие гидроразрыв пласта и соляно-кислотную обработку призабойной зоны скважины, в процессе добычи пластового флюида подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания.

В связи с содержанием в нефти ароматических углеводородов и сероводорода, работа с сырой нефтью может привести к острым или хроническим отравлениям. Работающие с сырой нефтью во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения ПДК, значения которых для основных веществ, выделяющихся на нефтегазопромыслах, представлены в таблице 6.4.

Таблица 5.3 - ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах [5]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Метанол	15	3
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты. Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны

выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, процессы обработки призабойной зоны скважины связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта или соляной обработки скважины следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Подвижные части производственного оборудования

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление гидроразрыва. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию.

При проведении соляно-кислотной обработки ПЗС, в принципе, схема работы не особо отличается от приведенной выше. Стоит лишь отметить, что работа проводится с опасными для здоровья химическими реагентами, поэтому выполнение производственных инструкций является обязательным условием обеспечения безопасности рабочего персонала.

Сосуды и аппараты под давлением

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [9], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

Электробезопасность

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник

должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое. К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

5.2. Экологическая безопасность

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазовых промыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей

на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т.к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

Защита гидросферы. По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно ГРП или СКО можно выделить несколько наиболее возможных вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью.

Главная опасность на такого рода промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Нефтегазовые промыслы на сегодняшний день высоко оснащены различными электрооборудованиями, которые хоть и предназначены для не самых неблагоприятных условий, однако все равно требуют отдельного внимания со стороны служб электробезопасности. Все приборы и оборудования должны быть исправны, допуск к их использованию должны иметь только лишь

специально обученные люди и персонал, прошедший необходимый производственный инструктаж.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м³, либо получением извещения об аварии.

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;
- участие в работах высококвалифицированного персонала.
- Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС [13].

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для обеспечения охраны труда и безопасности жизнедеятельности необходимо использовать следующие действующие нормативно-правовые акты:

- Федеральный закон от 17 июля 1999г. № 181-ФЗ «Об основах охраны труда в Российской Федерации» (с изменениями от 20.05.2002г., 10.01.2003г.).
- ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.» М., 2003г.
- Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. От 12.03.2014) «О пожарной безопасности» (21 декабря 1994 г.)

Целями трудового законодательства являются установление государственных гарантий трудовых прав и свобод граждан, создание благоприятных условий труда, защита прав и интересов работников и работодателей.

Кислотные обработки на У месторождении проводятся на основании технологической инструкции ОАО «Томскнефть» ВНК «Проведение кислотных обработок на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК № 16-ТН-СТП-И07-03».

Заключение

В данной дипломной работе были описаны общие сведения о У и Х месторождениях и состояниях их разработки, проанализированы эффективность проведения кислотных обработок скважин с технической и с экономической сторон, также была рассмотрена уровень безопасности проведения мероприятия на данных месторождениях.

Выбор метода воздействия на ПЗП определяется характеристиками строения продуктивных пластов, свойством пластовых флюидов, составом пород и другими пластовыми условиями. При проведении кислотных обработок скважин необходимо рассматривать совместимость композиции кислотных растворов с породой и чувствительность породы к раствору.

Полученные результаты анализа проведения мероприятий показывают, что применения кислотных обработок скважин на обоих месторождениях позволили увеличить добычу нефти и приемистость нагнетательных скважин и снижать себестоимость добычи нефти. Дебит нефти на Х месторождении увеличился на 1230,6 т, экономический эффект составил 2.820,34 тыс. руб. На У месторождении увеличился дебит на 835 т, экономический эффект составил 4.283,66 тыс.руб

Так как многие скважины на этих месторождениях обладают высокой обводненностью, для получения эффективных кислотных обработок скважин необходимо совершенствование технологии обработки кислотным раствором.

1. Ковалев Е.Н. Оценка эффективности применения соляно-кислотных обработок на X нефтяном месторождении (ХМАО). НИ ТПУ, 2016.
2. acidizing - Schlumberger Oilfield Glossary [Electronic resource]. URL: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/acidizing.aspx> (accessed: 17.05.2018).
3. McLeod H.O. Significant Factors for Successful Matrix Acidizing // SPE Centennial Symposium at New Mexico Tech. Society of Petroleum Engineers, 1989.
4. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. Москва: Недра, 1966. 219 p.
5. Силин М.А. et al. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учебное пособие для студентов вузов / ed. Голубев В.С. Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. 120 p.
6. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. 3rd ed. UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2000. 856 p.
7. Shafiq M.U., Mahmud H. Ben. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development // J. Pet. Explor. Prod. Technol. Springer Berlin Heidelberg, 2017. Vol. 7, № 4. P. 1205–1216.
8. Motta E.P. da, Plavnik B., Schechter R.S. Optimizing Sandstone Acidization // SPE Reserv. Eng. 1992. Vol. 7, № 01. P. 149–153.
9. Дык В.К. Анализ применения кислотных обработок призабойной зоны пласта на Y нефтяном месторождении (Томская область). НИ ТПУ, 2015.